



工程咨询资格证书甲级
编 号：2030834001

宁夏青铜峡牛首山 30MW_p 并网光伏电站工程

预可行性研究阶段

预可行性研究报告

宁夏回族自治区电力设计院

2010年2月 银川

批 准:

审 核:

校 核:

编 写:

目录

1 综合说明	9
1.1 概述	9
1.2 项目任务与规模	10
1.3 太阳能资源	11
1.4 工程地质	12
1.5 发电单元设计及发电量预测	13
1.6 电气设计	14
1.7 总平面布置及土建设计	15
1.8 工程消防设计	18
1.9 施工组织设计	19
1.10 人员定编	19
1.11 环境保护与水土保持设计	20
1.12 劳动安全与工业卫生	20
1.13 节能分析	21
1.14 工程设计概算	22
1.15 财务评价与社会效果分析	22
2 项目任务与规模	28

2.1 地区社会经济现状及发展规划	28
2.2 地区电力系统现状及发展规划	34
2.3 工程建设的必要性.....	38
2.4 工程建设规模	41
2.5 场址建设条件	42
3 太阳能资源	45
3.1 区域太阳能资源概况.....	45
3.2 代表气象站	47
3.3 太阳能资源分析	51
4. 工程地质	66
4.1 概述.....	66
4.2 结论与建议	67
5. 并网光伏发电系统设计与发电量估算	68
5.1 太阳能光伏发电系统的分类及构成	68
5.2 太阳能电池组件选择.....	69
5.3 太阳能电池阵列的安装设计	77
5.4 逆变器的选择	81
5.5 太阳能电池阵列设计.....	86

5.6 太阳能电池组串单元的排列方式	90
5.7 太阳能电池阵列行间距的计算	93
5.8 光伏组件支架及基础设计	100
5.9 电池组件的清洗	103
5.10 系统年发电量的预测	103
6. 电气	107
6.1 电气一次	107
6.2 电气二次	108
6.3 主要电气设备选择	112
7. 消防	117
7.1 消防总体设计	117
7.2 工程消防设计	118
7.3 安全疏散通道和消防通道	118
7.4 消防给水	119
7.5 消防电气	119
7.6 通风空调系统的防火设计	120
7.7 消防监控系统	120
7.8 消防工程主要设备	120

7.9 建筑消防	121
7.10 施工消防	121
8. 土建工程	122
8.1 场区规划设计	122
8.2 电站房屋建设	123
9. 施工组织计划	124
9.1 施工组织实施方案.....	125
9.2 施工进度安排	126
9.3 设备及材料进场计划.....	127
9.4 劳动定员和人员培训.....	127
9.5 质量管理既安全措施.....	129
10. 环境影响评价	131
10.1 环境影响初步评价.....	131
10.2 水土保持设计	135
10.3.社会影响评价	140
11. 投资估算	141
11.1.项目概况	141
11.2 工程概算投资.....	141

11.3 编制原则及依据.....	142
11.4 调整系数	143
11.5 材料预算价格.....	143
11.6 取费标准	144
11.7 方案概算	144
12 财务评价	88
12.1 概述.....	88
12.2 基本数据	88
12.3 分析和评价	89
12.4 电价测算	90
12.5 财务评价指标分析.....	90
12.6 结论	91
13. 结论与建议	91
13.1 结论	91
13.2 建议.....	91

附图目录:

附图 1: 宁夏青铜峡牛首山 30MW_p 并网光伏电站地理位置接线示意图

附图 2: 宁夏青铜峡牛首山 30MW_p 并网光伏电站场址范围图

附图 3: 宁夏青铜峡牛首山 30MW_p 并网光伏电站电气主接线图

附图 4: 宁夏青铜峡牛首山 30MW_p 并网光伏电站汇流箱、直流配电室
电气原理图

附图 5: 宁夏青铜峡牛首山 30MW_p 并网光伏电站逆变器室、35kV 开关
站、中控室布置图

附图 6: 宁夏青铜峡牛首山 30MW_p 并网光伏电站站用电电气接线图

附图 7: 宁夏青铜峡牛首山 30MW_p 并网光伏电站综合自动化系统框图

1 综合说明

1.1 概述

宁夏是我国太阳能资源最丰富的地区之一，也是我国太阳能辐射的高能区之一（太阳辐射量年均在 $4950 \text{ MJ/m}^2 \sim 6100 \text{ MJ/m}^2$ 之间，年均日照小时数在 2250h-3100h 之间），在开发利用太阳能方面有着得天独厚的优越条件—地势海拔高、阴雨天气少、日照时间长、辐射强度高、大气透明度好。区域内太阳辐射分布年际变化较稳定，因地域不同具有一定的差异，其特点是北部多于南部，尤以灵武、同心地区最高，可达 6100 MJ/m^2 ，辐射量南北相差约 1000 MJ/m^2 。灵武、同心附近是宁夏太阳辐射最丰富的地区。

本工程拟建在宁夏青铜峡市境内。青铜峡市地处宁夏平原引黄灌区中部，位于 $E 105^\circ 21' - E 106^\circ 21'$, $N 37^\circ 36' - N 38^\circ 15'$ 之间，平均海拔 1120m-1700m，总面积 2445 km^2 。九曲黄河穿境北流，著名的青铜峡拦河大坝座落于境内，被誉为“塞上明珠”。场址区位于黄河东岸，京藏高速公路以西，属牛首山范围。牛首山脉宽约 9km，长约 29km，总面积约 260 km^2 ，海拔高度在 1774m 左右。场址区工程代表年太阳总辐射量为 5589.4 MJ/m^2 ，年峰值日照时数为 1669h，太阳能资源丰富，比较适宜建设大型光伏电站。

本工程总装机容量 30MWp，主要任务是发电。本工程位于青铜峡市牛首山境内。紧邻 101 省道，西北距青铜峡市直线距离约 31km，距吴忠市直线距离约 40km，交通便利。

本工程占地面积约为 1.1 km^2 ，土地性质为国有未利用荒山。场址范围为 $N 37^\circ 38'29'' - N37^\circ 39'03''$, $E 106^\circ 03'30'' - E 106^\circ 04'51''$ ，场址区海拔高程在 1220m-1250m 之间。

场址区属黄土丘陵、源梁地貌，主要由缓坡丘陵、洪积扇、风沙地、洪积平原组成。地形平缓、略有起伏，地表分布有耐旱植物，京藏高速、S101 省道自场地东侧通过，交通便利。

本工程建成后并入宁夏电网，建设期为 12 个月，生产运行期为 25 年，建成后通过 35kV 出线系统接入附近主干电网。

1.2 项目任务与规模

从可再生能源资源利用分析，宁夏年均太阳总辐射量为 $4950\text{MJ}/\text{m}^2$ - $6100\text{MJ}/\text{m}^2$ ，年均日照时数为 2250h-3100h，适宜建设光伏电站。本电站建成投运后，可与地方已建电站联网运行，有效缓解地方电网的供需矛盾，优化系统电源结构，减轻环保压力，促进地区经济可持续发展。

从项目开发建设条件方面分析，本电站场址区地形平缓，开阔、略有起伏，适合布置大型光伏电站。京藏高速、S101 省道自场址东侧通过，交通较为便利，有利于建设期间所需设备材料的运输。

综合分析，本阶段宁夏青铜峡牛首山并网光伏电站工程装机规模为 30MWp 是合适的。

青铜峡场址地处黄河东岸，京藏高速公路以西，属牛首山范围。一期工程 10MWp 征地范围为四边形，角点坐标见表 1.1:

1.1 场址角点小标表

角点	经度	纬度
A	E 106° 03'30"	N 37° 39'03"
B	E 106° 04'51"	N 37° 39'02"
C	E 106° 04'51"	N 37° 38'29"
D	E 106° 03'30"	N 37° 38'31"

经调查，场址内无名胜古迹、文物保护区、自然保护区、军事设施及地下矿藏等，项目建设用地符合国家有关土地利用政策。根据现场踏勘情况，距场址最近的有条件接入的变电站为场址区北约 20km 的 110kV 园台变，光伏电站出线接入条件较为便利。通过对青铜峡场址各方面条件的分析，该处场址在技术上是可行的，具备建设大型光伏电站的条件。

1.3 太阳能资源

宁夏是我国太阳能资源最丰富的地区之一，也是我国太阳辐射的高能区之一，在开发利用太阳能方面有着得天独厚的优越条件—地势海拔高、阴雨天气少、日照时间长、辐射强度高、大气透明度好。青铜峡市地处宁夏平原引黄灌区中部，场址区多年平均太阳辐射量在 5870 MJ/m²-6580MJ/m² 之间，多年平均日照时数在 2760h-3360h 之间，太阳能资源丰富。

工程场址区与吴忠市气象站地理位置接近，属同一气候带、气候环境一致。两地的太阳高度角、大气透明度、地理纬度、日照时数及海拔高度均很接近。由于场址区远离城市，其太阳辐射资源较吴忠市区的太阳辐射资源略好。本工程选择吴忠气象站作为太阳辐射研究的代表气象站。由于吴忠气象站无太阳辐射观测资料，采用气候学方法推算其太阳辐射数据，并将该站的基本气象要素观测数据和推算太阳辐射数据作为本阶段的研究依据。

宁夏区域内有太阳辐射观测资料的气象站有两个，银川气象站和固原气象站。而银川气象站距吴忠气象站仅约 60km，两站处于同一气候区，是距离吴忠气象站最近的有太阳辐射观测资料的气象站。因此，选用银川气象站作为本工程太阳辐射研究的参考站是比较准确的。

采用银川气象站 1979 年-2008 年的太阳辐射数据拟合并推算出吴忠

地区 1979 年 2008 年各月太阳辐射量数据。根据吴忠地区太阳总辐射量的年际变化趋势可以看出，1979 年以来的近 30 年间太阳总辐射量年际变化相对稳定，但近年来有下降趋势。为对未来一段时间具有可靠的预测性，本工程采用 1999 年-2008 年近 10 年的太阳辐射资料作为本阶段研究和计算的依据，考虑气候变化、大气污染等因素，计算出的工程代表年的年太阳辐射量为 $5589.4\text{MJ}/\text{m}^2$ ，年峰值日照小时数为 1553h。从太阳能资源利用角度来说，在场址区建设并网光伏电站是可行的。

1.4 工程地质

场址区域地理位置位于宁夏回族自治区青铜峡市牛首山内，总体地形西北高东南低，地貌属黄土丘陵、源梁地貌，主要由缓坡丘陵、洪积扇、风沙地等组成。地表分布有耐旱植物。较有利于布置大型光伏电站。

场址区 50 年超越概率 10% 的地震动峰值加速度为 $0.2g$ ，地震动反应谱特征周期为 $0.40s$ ，相对应的地震基本烈度为 Ⅷ 度。场址区属构造基本稳定区。

场址区地层至上而下分为三层：①层为第四系风积黄土状 (Q_4^1)，呈土黄色，具有干燥，具空隙，具垂直节理，上部长有零星耐寒植物，下部密实，夹有角砾，具湿陷性特点。厚度 $1m-2m$ 。②层为第三系红土层 (N)。岩性为橙黄色或红色粘土。粘土中偶见直径 $0.5cm$ 、圆度极好的石英小砾及橙红色钙质结核，仅局部出露。③层为奥陶系中统平凉组 (O_{2p}) 灰岩，灰黑色薄—中厚层状灰岩，受各种构造影响，区内岩石破碎，扭曲。层厚 $>10m$ 。场址区不存在滑坡、泥石流等不良物理地质现象。

场址区推测地下水类型为基岩裂隙水及孔隙性潜水，地下水埋深约 $10m-15m$ 。场址区存在季节性冻土，最大季节性冻土深度为地面以下 $0.$

9m.

工程重要性等级为二级，场地基本设防烈度为Ⅷ度，地形地貌简单，地下水对工程基本无影响；场地属干旱区，地基土含水量 $w < 10\%$ ，场地环境类别为 III 类。场址地基土为弱盐渍土—中盐渍土，地基土对混凝土和钢筋混凝土中的钢筋具中等腐蚀性，应采取必要的防腐措施。考虑到冻土和盐渍土的特殊危害性，及现场黄土状粉土的覆盖厚度，可将①层下部（深部 $>> 20\text{m}$ ）或③层灰岩作为地基持力层。

1.5 发电单元设计及发电量预测

本工程总装机容量为 30MWp，推荐采用分块发电、集中并网方案。通过技术与经济综合比较，本工程电池组件选用 230Wp 多晶硅电池组件，多晶硅电池组件数量共计 133560 块。通过对 250kW-1000kW 之间的逆变器进行技术与经济综合比较，本工程选用合肥阳光生产的 500kW 逆变器，共计 60 台。

经比较，由于本工程规模较大，自动跟踪系统自动化程度，缺乏在场址区特殊的气候环境下的实际应用的可靠性验证，沙尘天气时，其传动部件会发生沙尘颗粒侵入，增加了故障率。但考虑跟踪装置发电量较倾角最优固定相比有较大的提高，随着技术进步，跟踪系统性价比将有大幅度提高，在因此，为兼顾发电量与投资成本，本工程采用固定安装运行方式与斜单轴跟踪运行方式混合配置。当电池组件倾角为 35° 时，全年日平均太阳总辐射量最大，并满足灰尘雨雪滑落要求及倾斜支架较好稳定性的角度范围，因此确定本工程电他方阵的最佳固定倾角为 35° 。多晶硅太阳能电池阵列最小行间距为 4.54m。

30MWp 太阳能电池阵列由 30 个 1MWp 多晶硅子方阵组成。每个多晶硅子方阵由 106 路太阳能电池组串并联而成，一个多晶硅太阳能电

池组串由 21 个太阳能电池组件串联而成。每个 1MWp 太阳能电池子方阵由太阳能电池组串、汇流设备、逆变设备及升压设备构成。

太阳能电池组件经日光照射后，形成低压直流电，电池组件并联后的直流电采用电缆送至汇流箱；经汇流箱汇流后采用电缆引至逆变器室，逆变后的三相交流电经电缆引至 35kV 升压变压器（箱式升压变电站），电压由交流 0.27kV 升至 35kV。各子方阵的逆变器室均布置在其子方阵的中间部位，箱式升压变电站与逆变器室相邻布置。

经系统效率影响分析后得出，系统效率为 81.59%。在运营期 25 年内的年平均发电量为 4661.8 万 kW-h，年利用小时数为 1514h。

1.6 电气设计

1.6.1 电气一次

由于本工程接入系统设计尚未进行，考虑到本工程属于规划中的一期工程，装机规模 30MWp，本电站暂考虑采用 35kV 一级电压，接入当地电网，出线为 1 回，线路采用高压架空线路。

本阶段推荐的电气主接线为：本电站共 60 个 500kWp 光伏发电单元，采用 2 台 500kWp 逆变器与 1 台 1000kVA, 35kV 升压变压器组合方式；再经过 35kV 主变升压后以 1 回 35kV 出线接入周边电网。

站用电采用 35kV 双电源供电，分别引自附近 35kV 变电站（主供）和本站 35kV 侧出线柜（备用）。根据估算站用电负荷容量约为 750kW，选用站用变压器容量为 900kVA，站用电电压等级采用 380V/220V 三相四线制。

本工程通过架设避雷线、站内设避雷针、设置接地网连接等措施进行直击雷保护。在 35kV 线路出线端、35kV 变压器高压侧及 10kV 配电装置母线均设有无间隙金属氧化物避雷器，箱式变电站、直流配电柜、

汇流箱内均逐级装设避雷器。

1.6.2 电气二次

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。在办公楼设中控室，通过后台机实现对电池阵列、并网系统及电力系统的集中监控和管理。电站设置工业电视系统作为视频监视手段，与计算机监控系统共同完成对电站的监控。

与集成电路型模拟式保护相比，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，本电站采用微型继电器保护装置。

计费用的关口使用电能计量装置，其设备选型由当地供电部门认可，相应的电流互感器和电压互感器，准确度等级为 0.2s 级，且电流、电压线圈专用。在太阳能光伏发电场内配置一套环境监测仪，实时监测日照强度、风速、风向、温度等参数。

由当地电信网引入电话电缆，在办公楼设一套 20 门数字式程控交换机为站内生产管理及生活服务。由中控室引光纤电缆至地调网络交换机，为电力调度和远动服务。

1.7 总平面布置及土建设计

1.7.1 电站总平面布置

根据场地现状和周围环境情况，光伏电站采用了近四边形布置，在很好的体现光伏电站示范性的同时，也提高了土地的利用率。

整个光伏电站由生产区、管理区组成。管理区位于电站的东北角，总占地面积 9061.64m²。其余部分为生产区，总占地面积 1.1km²。

管理区位于电站东北角，呈三角形。主要的建筑物为综合楼、水泵房，35kV 开关站。经遮挡分析，综合楼、35kV 升压站均不会对电池阵列产生阴影遮挡。

生产区包括太阳能电池阵列、逆变器室及检修通道等。太阳能电池阵列由 30 个 1MWp 多晶硅子方阵组成，每个子方阵设一座逆变器室，逆变器室位于子方阵的中间部位，共 30 座逆变器室。

电站的对外交通道路位于东侧，内接管理区的硬质广场，外与附近的公路相连。电站内道路由生产区外围的环道和生产区内的纵横交通道组成。场地不考虑排水措施，道路为径流，排向周围场地。场地的雨水为自然渗透。

为了更好防止风沙对电站的侵蚀，围墙采用 2.4m 高的围墙。电站对外仅设置一个站区出入口，出入口处设电站大门。

1.7.2 土建设计

本电站办公及设备用房包括综合楼、水泵房及逆变器室等。综合楼为一层框架结构，建筑面积 669.87m²。水泵房分两层，地下部为钢筋混凝土结构，地上部分为砖混结构，总建筑面积：154.51m²；逆变器室为一层框架结构，共 30 座，每座建筑面积 67.500m²。

太阳能电池组件支架为固定支架。采用薄壁方钢制作，防锈漆防腐。支架结合电池板大小布置。多晶硅支架左右柱间距 3.89m，前后柱间距 1.60m。

根据可研阶段地勘资料，选自第①层黄土层作为地基持力层。阵列基础采用钢筋混凝土独立基础，基础埋地深度约 0.9m，基础边长为 0.8m，高 0.30m，基础与上部支架采用锚栓连接的方式固定。由于本工程场地土对混凝土、钢材具中等腐蚀性，因此基础垫层材料应采用耐腐蚀材料，

基础表面及± 0.00 以下部分应进行防护，防护的具体做法选自《工业建筑防腐设计规范》中给出的基础部位防止中等腐蚀做法：采用聚合物水泥砂浆，厚度) 5mm。

本工程生活饮用水使用桶装纯净水，绿化用水、浇洒道路用水和冲洗电池组件用水由外运水提供。年总用水量为 8748m³，室内生活污水系统采用单立管伸顶通气排水系统，污水自流排入室外污水管网。厨房污水经隔油池处理后排入室外污水管网。室内污水经化粪池处理并消毒后排入污水渗坑。

本工程宿舍、办公室、会议室等房间采用发热电缆地板辐射采暖方式，以提高房间舒适度；配电室、中控室、及其它需采暖的房间采用中温辐射式电加热器采暖。在高压室、逆变器室、餐厅、厨房加工间及无法采用自然通风的卫生间各处设机械排风系统，排除室内余热或异味。厨房加工间岗位通风系统由厨房公司统一考虑采用局部排气罩排风。厨房保持负压，防止串味。

1.7.3 防风沙设计

电站建设在多风沙地区，为减轻风沙对电站运行的影响，在电站四周设置防护林带。防护林带采取一带多层配置、乔灌木结合的方式，以便有效地阻止风沙进入厂区。太阳能电池板分布在整个电站场区内，可起到平铺式沙障的作用。减少了沙源，增强了防沙措施的敛果。场地内播撒耐旱草籽，加大绿化面积，有效固沙、增加空气湿度、调节气温和提高土壤保水性等生态功能。

在建筑物的设计中，北面尽量开小窗，减少冬季风对建筑的影响。建筑物周围加大绿化，灌木、乔木、固沙草结合，通过层层防护，达到减弱风速，阻挡风沙的效果。建筑物的窗及外门采用双层中空玻璃，门

窗应能隔绝风沙的侵入，并加强门窗缝隙密封处理，建筑通风用的各种洞口均设防风沙百叶。

设备支架的抗风能力按照 25m/s 风速下不受损坏设计。应经常对电池板进行清洗，保证电池板的发电效率。光伏阵列的电池板面的清洗可分为定期清洗和不定期清洗。清洗方式以机械清洗为主。

1.8 工程消防设计

本工程消防设计贯彻“预防为主，防消结合”的设计原则，针对工程的具体情况，积极采用先进的防火技术，做到保障安全，使用方便，经济合理。

电站场区内、外交通道净宽均大于 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。综合楼及逆变器室配置推车式磷酸铵盐干粉灭火器等消防器材，综合楼外设置室外消火栓。

本电站最大一栋建筑物（综合楼）的火灾危险性类别为丁类，耐火等级为二级，根据 GB50016-2006《建筑设计防火规范》的相关规定，室外消火栓系统用水量为 15L/s，一次火灾延续时间按 2h 计，消火栓系统一次灭火用水量为 108L。

本工程消防给水采用临时高压供水方式。在综合楼室外设一座有效容积为 108m³ 的消防水池及给水泵房（生活泵房与消防泵房合建），泵房内设两台消防泵、一套生活变频供水机组、一座生活水箱及两套紫外线消毒器。综合楼室外布置 SA100/65-1.0 型室外地下式消火栓两套，室外消防管网采用环状布置。

严禁采用明火采暖。各房间采用安全、可靠、绝缘性能好的辐射式电加热器采暖。

消防电源采用两路供电，场内重要场所设有通信电话。

1.9 施工组织设计

拟选场址区地势平坦，地形略有起伏。场址区东距京藏高速、S101 省道约 1km,交通便利，运输方便。但由于场址属牛首山区域，大型车辆或机械设备进入场内，需由 S101 省道穿过京藏高速公路涵洞。根据现场踏勘情况，该处过路涵洞高约 2.5m，大型车辆及大型设备通过有一定困难。

工程所用建筑材料均可通过公路运至施工现场。水泥可从吴忠市或青铜峡市购进，通过公路运至施工现场；沙石料可从附近地区购买。本工程高峰期施工用电负荷约为 360kW。施工电源从附近已有电源点接入，设变压器降压后供生产生活用电。施工高峰日用水量为 30m³/d。施工用水采用外运拉水，场区内设临时储水设施。

工程占地共 1.1km²，主要包括光伏阵列基础、综合楼、逆变器室及施工期各临建生产、生活设施占地，场内临时道路等。临建工程主要有综合加工厂、材料及设备仓库、混凝土拌和站、小型修配厂等临时生产设施和生活建筑设施：初步估算工程临时建筑面积 7200m²。

工程总工期为 12 个月，其中施工准备 2 个月，土建和光伏电池板安装 10 个月（含缺陷处理及验收等 1 个月）。

1.10 人员定编

建设期间，根据项目目标，以及针对项目的管理内容和管理深度，光伏电站工程将成立项目公司。

根据生产和经营需要，遵循精干、统一、高效的原则，对运营机构的设置实施企业管理。结合本工程具体情况，按“无人值班、少人值守”的原则进行设计，项目公司计划暂编制 15 人，设总经理一人，全面负责公司的各项日常工作。副总经理一人，协助总经理开展工作。运营公

司设四个部门，综合管理部（2人）、财务部（2人）、生产运行部（5人）、设备管理部（4人）。综合管理部由工程建设期间的计划部和综合管理部合并，负责综合计划、总经理办公、文档管理；财务部负责财务收支、财务计划、工资福利管理；生产运行部负责运营公司生产运营以及安全管理；设备管理部负责设备技术监控、点检定修、定期维护。

项目公司将根据专业化、属地化原则组建，部分管理人员和全部运行维护人员通过考试在项目当地选拔。

1.11 环境保护与水土保持设计

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

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

光伏电站场址远离村庄，不存在电站施工噪声及设备运行噪声对附近居民生活的干扰。太阳能光伏发电具有较高的自动化运行水平，电场运行和管理人员只有巧人，少量的生活污水经处理后自然下渗，对水环境不会产生不利影响。

根据本项目新增水土流失的特点，水土流失防治措施主要采用工程措施、植物措施、临时措施、管理措施相结合的综合防治措施。

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

1.12 劳动安全与工业卫生

劳动安全及工业卫生设计遵循国家已经颁布的政策，贯彻落实“安

全第一，预防为主”的方针，参照 DL5061-1996《水利水电工程劳动安全与工业卫生设计规范》的要求，在设计中结合工程实际，采用先进的技术措施和可靠的防范手段，确保工程投产后符合劳动安全及工业卫生的要求，保障劳动者在生产过程中的安全与健康。设计着重反映工程投产后，职工及劳动者的人身安全与卫生方面紧密相关的内容，分析生产过程中的危害因素，提出防范措施和对策。

劳动安全设计包括防火防爆、防电气伤害、防机械伤害、防坠落伤害、防洪、防淹等内容。

工业卫生设计包括防噪声及防振动、采光与照明、防尘、防污、防腐蚀、防毒、防电磁辐射等内容。

安全卫生管理包括安全卫生机构设置及人员配备，事故应急救援预案等，在采取了安全防范措施及对生产运行人员的安全教育和培训后，对光伏电站的安全运行提供了良好的生产条件，有助于减少生产人员错误操作而导致安全事故以及由于运行人员处理事故不及时而导致设备损坏和事故的进一步扩大，降低了经济损失，保障了生产的安全运行。

1.13 节能分析

本工程采用绿色能源—太阳能，并在设计中采用先进可行的节电、节水及节约原材料的措施，能源和资源利用合理，设计中严格贯彻节能、环保的指导思想，在技术方案、设备和材料选择、建筑结构等方面，充分考虑了节能的要求。通过贯彻落实各项节能措施，本工程节能指标满足国家有关规定的要求。

本电站建成后预计每年可为电网提供电量 4661.8 万 kW h，与相同发电量的火电相比，相当于每年可节约标煤 1.5 万 t(以平均标准煤煤耗为 320g/kW-h 计)，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(SO₂)排放量约 167.4t,二氧化碳(CO₂)约 4.33 万 t,一氧化碳(CO)约 3.93t,氮氧化物 (NO_x) 172.8t,烟尘 202.2t。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。

本工程将是一个环保、低耗能、节约型的太阳能光伏发电项目。

1.14 工程设计概算

工程设计概算参照《风电场工程可行性研究报告设计概算编制办法及计算标准》,结合国家、部门及地区现行的有关规定、定额、费率标准进行编制。材料预算价格按灵武市 2009 年三季度市场价格水平确定,并计入材料运杂费及采购保管费等。

多晶硅电池组件、并网逆变器、汇流箱等设备价格根据厂家询价确定,其他机电设备价格参考国内现行价格水平计算。主要设备价格如下:多晶硅电池组件(230Wp / 块)按 8.8 元 / W_p 计算;并网逆变器(500kW)按 92.5 万元 / 台计算;35kV 升压变电器(双分裂 1000kVA)按 50 万元 / 台计算;35kV 升压变电器按 100 万元 / 台计算;建设用地按无偿划拨考虑。

本工程资本金按总投资的 20%计算,建设期贷款利息按中国人民银行现行 5 年以上贷款利率 5.94%计算,电站投产前发生的贷款利息全部计入工程建设投资,投产后发生的利息按投产容量转入生产成本。

工程静态投资 64038 万元,工程动态总投资 64815 万元,单位千瓦静态投资 2084.64 元/kW_p,单位千瓦动态投资 2109.9 元 kW_p。

1.15 财务评价与社会效果分析

1.15.1 财务评价

财务评价是在国家现行财税制度和价格体系的基础上，对项目进行财务效益分析，考察项目的盈利能力、清偿能力等财务状况，以判断其在财务上的可行性。

从本工程项目全部资金、中方资金、自有资金财务现金流量表看出，财务评价指标见如下表 1-15 表：

表 1-15 测算电价

序号	项目投资财务内部收益率税后 (%)	项目资本金财务内部收益率 (%)	投资方财务内部收益率 (%)	还款期 (年)	项目投资回收期 (年)	投资方投资回收期 (年)	不含税电价 (元 /Mwh)	含税电价 (元/Mwh)
1	8.05	11.09	7.08	15	10.92	18.82	1428.57	1493.51

财务评价结果表明：

不含税上网电价为 1.494 元 / kW- h (含增值税)，在此电价下，项目具有一定的盈利能力。

15.2 社会效果分析

宁夏青铜峡牛首山 30MWp 并网光伏电站工程的建设与其他化石能源发电方式相比，可使有害物质排放量明显减少，大大减轻了对环境的污染。还可以促进当地能源电力结构调整，及当地经济和旅游业的发展。

宁夏青铜峡牛首山 30MWp 并网光伏电站工程特性汇总详见附表 A。

附表 A 宁夏青铜峡牛首山 30MWp 并网光伏电站工程特性表

光伏电站场址概况		
项目	参数	备注
电站总装机容量	30.719MWp	
电站总占地面积	1.1km ²	
海拔高度	1220 m- 1250m	
经度	E 106° 03'30"~E 106° 04'51"	
纬度	N37° 38'29"~N37° 39'03"	
工程代表年太阳总辐射量	5589.4MJ/m ² .a	水平面上
工程代表年等效峰值日照小时数	1553h	
代表气象站主要气象要素		
多年平均气温	9.8℃	
多年极端最高气温	38.2℃	
多年极端最低气温	-3.5℃	
多年最大冻土深度	97 cm	
多年最大积雪厚度	8 cm	
多年平均风速	231 m/s	
多年极端风速	25 m/s	
多年平均降水量	178.5mm	
多年平均相对湿度	54	
多年平均大风日数	9.2 d	
多年平均沙尘暴日数	2d	
多年平均雷暴日数	12d	

主要设备				
编号	名称	单位	数量	备注
多晶硅电池组件（YL230P-29b型）				
1.1	峰值功率	Wp	230	
1.2	开路电压（Voc）	V	37	
1.3	短路电流（ISO）	A	8.4	
1.4	工作电压（Vmppt）	V	29.5	
1.5	工作电流（Imppt）	A	7.8	
1.6	峰值功率温度系数	%/K	-0.45	
1.7	开路电压温度系数	%/K	-0.37	
1.8	短路电流温度系数	%/K	+0.06	
1.9	10年功率衰减	%	<10	
1.10	20年功率衰减	%	<20	
1.11	外形尺寸	mm	1650x990x50	
1.12	重量	kg	19kg	
1.13	块数	块	133560	
逆变器（合肥阳光500kW型）				
2.1	输出额定功率	kW	500	
2.2	最大交流侧功率	kW	550	
2.3	最大交流电流	A	1070	
2.4	最高转换效率	%	98.5	
2.5	欧洲效率	%	98.3	
2.6	输入直流侧电压范围	Vdc	480-820	
2.7	最大功率跟踪（MPP）范围	Vdc	450-820	

2.8	最大直流输入电流	A	1070	
2.9	交流输出电压范围	V	270	
2.10	输出频率范围	Hz	50-60	
2.11	功率因数		>0.99	
2.12	工作环境温度范围	°C	-0-+40	
2.13	数量	台	20	
箱式升压变电站（1000kVA-35/0.27/0.27型）				
3.1	额定容量	kVA	1000	
3.2	额定电压（高压 / 低压）	kV	35/0.27	
3.3	短路阻抗		厂家确定	
3.4	变比	kV	35±2x2.5%/0.27	
3.5	联接组标号		D, yn11	
4出线回路数和电压等级				
4.1	出线回路数	回	1	
4.2	电压等级	kV	35	
4.3	出线型式		高压架空线路	
四土建施工				
编号	名称	单位	数量	备注
1	电池板支架钢材量	t	3300	
2	土石方开挖	m ³	28320	
3	土石方回填	m ³	22335	
4	基础混凝土	m ³	6115	
5	钢筋	t	613	

6	施工总工期	月	12	
五概算指标				
编号	名称	单位	数量	备注
1	静态总投资	万元	64038	
2	动态投资	万元	64815	
3	单位千瓦静态投资	元/kWp	2084	
4	单位千瓦动态投资	元kWp	2109	
5	设备及安装工程	万元	55782	
6	建筑工程	万元	5867	
7	其它费用	万元	3165	
六经济指标				
编号	名称	单位	数量	备注
1	装机容量	MWp	30.719	
2	年平均上网电量	万kW.h	4661.8	
3	上网电价（25年）	元/kW-h	1.493	含税

2 项目任务与规模

宁夏青铜峡牛首山并网光伏电站工程位于宁夏回族自治区青铜峡市境内，黄河东岸，京藏高速公路以西，属牛首山范围。工程任务主要是发电，电站建成后供电宁夏电网，电站装机容量 30.719MWp，年平均上网电量 4661.8 万 kWh。

2.1 地区社会经济现状及发展规划

2.1.1 宁夏回族自治区

宁夏回族自治区简称“宁”位于北纬 35° 14'39" 23'、东经 104°17'-107°39'之间，处在中国西部的黄河上游地区，东部与陕西省相邻，西部、北部与内蒙古自治区接壤，南部与甘肃省相连，自古就是内接中原，西通西域，北连大漠，各民族南来北往频繁的地区。

宁夏疆域轮廓南北长、东西短，总面积为 6.64 万 km²，是中国面积最小的省。全区现辖银川、石嘴山、吴忠、固原、中卫 5 个地级市，下设 2 个县级市、11 个县、8 个区。2007 年末，全区常住人口约 610.25 万人，其中回族人口 218.23 万，占全区总人口的 35.76%。

宁夏境内能源资源丰富，品质优良，可利用的有煤炭、石油、天然气、光能、水能、风能等。

(1)煤炭资源

根据西北电网有限公司、宁夏电力公司、中国电力工程顾问集团西北电力设计院 2006 年 1 月编写的《宁东煤电基地输电规划》，西北地区煤炭资源丰富，煤炭资源总储量占全国第 3 位，宁夏煤炭总储量在西北地区排第 3 位，位居全国第 6 位。全区含煤面积 1.17 万 km²，保有储量 309 亿 t，探明储量 312.8 亿 t（居全国第 6 位），预测远景储量 2029 亿 t（居全国第 5 位）。煤炭资源主要分布在宁东煤田和贺兰山煤田，探

明储量共计 301 亿 t，占全区的 96.3%，具有厚度大、层位稳定、煤质优良且储量丰富的特点。

宁夏煤炭煤种齐全，全国 14 大类煤种中宁夏有 11 种，其中无烟煤、主焦煤和不粘结煤为宁夏优势煤种。多年来宁夏煤炭不但完全满足本地区工农业发展的需要，而且还大量调往其它省区。

(2)石油天然气资源

宁夏石油、天然气潜在储量大，可勘探价值高，目前已投入开发的油田有 6 个。地跨宁夏的陕甘宁盆地（长庆油气田，已探明储量达 7000 多亿扩，是世界级大气田）。银川距陕甘宁气田最近，输气条件最好。横城堡煤层气、银川盆地石油天然气，资源调查已展示良好前景。宁夏发展石油天然气化工，具有潜在的优势。

(3)光能资源

宁夏太阳辐射量年均 4950 MJ/ m² -6100 MJ/ m² 时，灵武、同心为相对高值中达 6100 MJ/ m² 以上，日照时数在 2250 h-3100h。总体而言，宁夏太阳能资源丰富，属于我国太阳辐射的高能区。

(4)热能资源

宁夏年平均气温较低（(5℃-9℃）、平均年较差和平均日较差较大（22℃— 33.5℃和 10.9℃— 12.4℃）、平均有效积温较少（≥10℃积温 2000℃-3300℃）、无霜期短（日最低气温≥2℃表示的无霜期为 113 天—161 天），均呈由南向北逐渐增大的变化趋势。中、北部灌溉区，年太阳辐射总量 5800MJ/ m²~6100 MJ/ m²，年日照时数 3000 h 左右，>10℃积温 3200℃-3500℃，平均无霜期 150 天—195 天，是我国光能资源高值地区之一；南部山区，年太阳辐射总量 5000 MJ / m²-5400 MJ / m²，年日照时数 2200h-2700h>10℃积温 1900℃— 2400℃，平均无霜期 127 天

— 155 天。

(5) 水资源

宁夏是全国水资源最少的省区，大气降水、地表水和地下水都十分贫乏。且空间上、下分布不均，时间上变化大是宁夏水资源的突出特点。宁夏水资源有黄河干流过境流量，可供宁夏利用 40 亿 m^3 。根据 2003 年全国水力资源复查成果，宁夏自治区水力资源理论蕴量 2102.6MW，其中黄河干流为 2000.8MW，约占总量的 95.2%，各支流 101.8MW，仅占总量的 4.8%。水能资源集中分布于黄河干流地区，其次为六盘山东侧。水利资源在地区上的分布是不平衡的，绝大部分在北部引黄灌区，水能也绝大多数蕴藏于黄河干流。中部干旱高原丘陵区最为缺水，不仅地表水量小，且水质含盐量高，多属苦水或因地下水埋藏较深，灌溉利用价值较低。南部半干旱半湿润山区，河系较为发达，主要河流有：清水河、苦水河、葫芦河、径河、祖厉河等，水利资源较丰富，但其实际利用率较小。

(6) 风能资源

根据宁夏回族自治区发展和改革委员会、宁夏发电集团有限责任公司 2008 年 5 月编写的《鄂尔多斯盆地可再生能源开发规划（宁夏篇）》，宁夏适宜风电开发的风能资源储量达 12140MW。宁夏贺兰山、六盘山的山顶和山峰，为风能资源极丰富区；青铜峡市西北处贺兰山南端（地势较开阔，地形局部有起伏，贺兰山存在缺口）、惠农正谊关（处在贺兰山与桌子山之间的咽喉狭窄地带）、同心县韦州冲积洪积平原（处在青龙山与罗山之间的咽喉狭窄地带），为风能资源丰富区；中部干旱带大部地区风能资源较丰富，也属于风电开发适宜区。

宁夏具有独特的地理位置，悠久的发展历史，因而旅游资源十分丰

富。全国十大类旅游资源中，宁夏有八大类。大漠风光、黄河文明、西夏文化、回乡风情、塞上江南，构筑了宁夏多姿多彩的旅游资源。

自然景观旅游资源：国家 4A 级景区沙湖、沙坡头等，六盘山旅游景区内有“绿岛”的径河苑，有以丹霞地貌著称的西吉火石寨，有海原大地震遗址公园等。

历史遗产类旅游资源：水洞沟遗址、西夏王陵、古长城遗址（秦、汉、隋、明等朝代），素有“长城博物馆”之称。

文化类旅游资源：华夏西部影视城、金水旅游区的西夏影视城，曾拍摄了《红高粱》、《贺兰雪》等一批优秀获奖影视作品。

民俗类旅游资源：宁夏回族风情浓郁，清真寺建筑别具一格，回族风味小吃美味可口，风俗歌舞优美动人，吸引着海内外众多游客。

2007 年，宁夏全区实现国内生产总值 889.20 亿元，其中：第一产业 97.89 亿元，第二产业 451.82 亿元，第三产业 339.49 亿元，三次产业结构比例由上年的 11.19：49.22：39.59 调整为 11.01：50.81：38.18。2007 年，全区实现工业总产值 1070.71 亿元，其中轻工业总产值 175.12 亿元，重工业总产值 895.59 亿元；农林牧渔业总产值 182.95 亿元；粮食产量 323.3 万 t，连续 3 年保持在 300 万 t 的高产平台上，再次创出历史新高。2007 年，全区实现社会消费品零售总额 233.32 亿元，完成增加额 34.36 亿元；进出口总额 15.84 亿美元，其中出口总额 10.89 亿美元，进口总额 4.95 亿美元，出口商品主要销往日本、美国、意大利、韩国、印度等国家。

2007 年，全区交通运输能力稳步提高，年末铁路通车里程 783 km；公路通车里程 20562km，比上年增长 3.3%；民航通航里程达 36253kmo。2007 年全区完成邮电业务总量 80.04 亿元，移动电话用户达到 268.13

万户，互联网用户达到 32.39 万户。

根据《宁夏回族自治区国民经济和社会发展第十一个五年规划纲要》，宁夏回族自治区“十一五”期间的主要目标是：

到 2010 年按 2005 年价格计算的地区生产总值突破 1000 亿元，年均增长 10%以上，人均生产总值达到 2000 美元左右。地方财政一般预算收入达到 85 亿元，年均增长 12%。全社会固定资产投资总规模五年累计 3300 亿元—3500 亿元，年均增长 14%-16%。产业、产品和企业组织结构更趋合理，服务业就业人员占全社会就业人员的比重提高，第一产业劳动力占全社会劳动力比重降到 45%以下。基础设施进一步完善，铁路运输等紧张局面得到缓解。自主创新能力增强，资源利用效率提高。单位地区生产总值能源消耗降低 10%，单位工业增加值用水量降低 27%，农业灌溉用水有效利用系数提高到 0.5。全区外贸出口额达到 11 亿美元，五年利用外资 9 亿美元。到 2010 年城镇居民人均可支配收入达到 11100 元，年均增长 6.5%。农民人均纯收入达到 3250 元，年均增长 5%以上，稳定解决山区绝对贫困人口的温饱。居民消费价格年均上涨幅度控制在 2%以内。社会主义新农村建设取得积极成效，城镇化率达到 47%。人口自然增长率降到 9 ‰以下，全区总人口控制在 635 万人以内。生态环境进一步改善，森林覆盖率达到 18%。

2.1.2 青铜峡市

青铜峡市位于黄河上游，宁夏平原中部，东隔黄河与灵武市、吴忠市利通区相望，南以牛首山为界与中卫市中宁县接壤，西依明长城同内蒙古自治区阿拉善左旗为邻，北与永宁县相连，总面积 2337.3km²。2007 年底，全市总人口 27.12 万人，其中汉族 22.2 万人，占总人口的 81.9%，回族 4.73 万人，占总人口的 17.4%。

青铜峡市属中温带干旱气候区，地理位置优越，自然条件得天独厚，自然资源较为丰富。

矿产资源以非金属矿为主，烟煤、重晶石、石膏、黏土、石料、沙砾等矿产资源储量丰富；水利资源极为丰富，黄河流经市境 58km，市境内有十大干渠，其中九大干渠均引自青铜峡水利枢纽工程；植被资源有人工种植的木类、果类、草类、药用类植物和观赏类植物数百种，还有野生植物百余种；现代农业发达，素有塞上江南“鱼米之乡”的美称，盛产小麦、水稻、玉米、豆类等粮食作物和蔬菜、水果等经济作物，是全国重要的商品粮生产基地和现代农业基地。

全市已形成电力、冶金、化工、建材、农副产品加工五大支柱产业。现有各类工业企业 180 多家，其中规模以上工业企业 56 家。有装机容量 30.2 万 kW 的青铜峡水电厂，设计装机容量 120 万 kW 的宁夏大坝火电厂，120 万 kW 的大唐大坝发电公司和 12 万 kW 的风力发电厂，是全区乃至西北地区重要的电力资源基地；有年产电解铝 58 万 t 的青铜峡铝业集团公司，年产 20 万 t pvc 树脂、16 万 t 烧碱的金星元化工公司，年产水泥 270 万 t 的西夏公司和青铜峡水泥公司，年产 3 万 t 的御马葡萄酒公司，是全国重要的铝产业生产基地和化工建材基地。

全市农副名优新产品遐迩闻名，西夏贡米颗粒饱满，光泽晶莹；黄河鲤鱼体态丰满，肉质肥厚，营养丰富；柳编品种繁多，工艺精湛；葡萄、枸杞等系列加工名品开发前景广阔。

全市旅游资源奇特，境内有两千多年前秦汉时期建造的古渠水系；有线条清晰、写意逼真的广武口子门岩画；有号称“宁夏小八达岭”之称的北岔口明长城；有西北最大最多的佛教庙群牛首山寺庙和始建于西夏时期排列奇特的 108 塔；有气势雄伟、蔚为壮观，集发电、灌溉、防

洪于一体的大型水利枢纽工程—青铜峡拦河大坝；有风光旖旎的库区鸟岛、金沙湾、黄河风情园；有颇具民族特色的回乡民俗风情园等众多旅游观光胜景。

2007 年底，全市实现国内生产总值 63 亿元，增长 10.3%，其中：第一产业 7.11 亿元，第二产业 43.44 亿元，第三产业 12.47 亿元，三次产业结构比例调整为 11.3：68.9：19.80 2007 年，全市实现工业总产值 40.50 亿元；农林牧渔业总产值 12.63 亿元，增长 5.0%；地方财政收入达到 3.08 亿元，增长 24.8%；固定资产投资达到 20.93 亿元；农民人均纯收入达到 2623.61 元；社会消费品零售总额 6.51 亿元；进出口总额 1.09 亿美元，其中出口总额 0.03 亿美元，进口总额 1.06 亿美元。

根据《青铜峡市国民经济和社会发展第十一个五年规划纲要》，青铜峡市“十一五”期间的主要目标是：

到 2010 年底，地区生产总值达到 130 亿元，年均增长 23%；地方财政收入达到 6 亿元，年均增 23.6%；城镇居民人均可支配收入和农民人均纯收入分别达到 11000 元、6400 元，年均增长 6.8%和 9.7%；固定资产投资保持 20%的增长，达到 200 亿元；引进市外资金年均增长 20%，达到 50 亿元以上；城镇化水平达到 50%。科技对经济增长的贡献率达到 58%以上，高中入学率达到 85%，农村人口平均教育年限大于等于 9 年；城镇社会保险覆盖面达到 90%以上，农村合作医疗覆盖率达到 100%，人口自然增长率控制在 9‰ 以下。林木覆盖率达到 40%，千人拥有医生数达到 3 人，人均平均预期寿命大于等于 74 岁，农民人均住房面积达到 40m²，农民对社会安全满意度 85%，基本上实现全面建设小康社会的目标。

2.2 地区电力系统现状及发展规划

2.2.1 电力系统现状

目前宁夏电网通过 1 回 750 千伏和 5 回 330 千伏线路与西北主网联网运行，功率交换能力为 200 万千瓦。

目前宁夏电网已覆盖宁夏全区，区内电网最高电压等级为 750 千伏，目前已初步形成 750 千伏单回“Y”字形网架结构。区内中北部地区为 220 千伏电网，主要包括青铜峡及其以北的银川、石嘴山地区，目前石嘴山～银川～青铜峡断面已分别形成 6 回和 5 回 220 千伏线路；青铜峡以南的吴忠、中卫、固原及宁夏东部的宁东地区以 330 千伏电网为主，目前宁东～银南～中卫～固原断面已分别建成 2 回、4 回和 1 回 330 千伏线路。区内 220 千伏电网现已形成以网格状或双回路环网为主的较为坚强的网架结构；330 千伏电网正在快速发展中，目前在宁东、吴忠、中卫等地区通过青铜峡、枣园、中卫、宁安、候桥、甜水河等 330 千伏变电站形成双（单）回路链式网、环网，在固原、盐池及太阳山地区为单（双）回路辐射网。目前，330 千伏电网和 220 千伏电网通过月牙湖变、青铜峡变、大坝电厂处的 6 台 330/220 千伏联变（总容量 198 万千瓦安）联络。

截至 2009 年底，宁夏电网统调总装机容量 9535.33MW，其中火电装机容量为 8556MW，占总装机容量的 89.73%，水电装机容量为 422.3MW，占总装机容量的 4.43%；风电、光伏装机容量 557.03MW，占总装机容量的 5.84%。

2009 年电网统调最大负荷 7030MW，比上年增长 16.58%。统调用电量为 463.82 亿 kWh，同比增长 4.48%。

截至 2009 年底，宁夏电网拥有 750 千伏变电站 3 座，变电容量 360 万千伏安，线路 296 公里；330 千伏变电站 11 座，变电容量 526 万千伏安，线路 1531 公里；220 千伏变电站 25 座，变电容量 831 万千伏安，

线路 2114 公里；110 千伏变电站 105 座，变电容量 901.6 万千伏安，线路 3761.7 公里。

2009 年，宁夏电网最大负荷 703 万千瓦，比上年增长 16.58%，用电量 463 亿千瓦时，比上年增长 5.31%。随着 2009 年下半年以来经济形势的好转，近期以来用电负荷及用电量继续保持稳步增长，预计 2010 年宁夏电网最大负荷将达到 787 万千瓦，用电量达到 550 亿千瓦时。2010 年~2011 年将建成宁东~山东±660kV 输电工程，外送规模 400 万千瓦，2010 年单极建成，外送规模 200 万千瓦。

2.2.2 电力需求预测

根据宁夏电力公司 2008 年 4 月完成的《宁夏电网 2008~2012 年滚动规划研究报告》，2010 年全口径最大负荷为 8900MW，全社会用电量为 610 亿 kW-h；2015 年全口径最大负荷为 13100 MW，全社会用电量为 897 亿 kW-h；2020 年全口径最大负荷为 18000MW，全社会用电量为 1220 亿 kW-h；2030 年全口径最大负荷为 29800MW，全社会用电量为 1990 亿 kW-h。

全区主要年份电力需求预测结果汇总见表 2.10

表 2.1 宁夏电网电力需求预测汇总表

年份	2010	2015	2020	2030	年平均增长率		
					十一五	十二五	十三五
全口径最高发电负荷 (MW)	8900	13100	18000	29800	15.39%	8.04%	6.56%
统调最高发电负荷 (MW)	8500	12400	17000	28800	15.12%	7.85%	6.51%
全社会用电量 (亿kW-h)	610	897	1220	1990	15.03%	8.02%	6.34%

宁夏电网年负荷曲线随着季节变化呈现“一峰一谷”，年最大负荷一般出现在 11 月份，年最小负荷一般出现在 2 月份。宁夏电网全年负荷变化是比较有规律的，随季节变化比较明显，其中主要季节性负荷包括 4 月中旬—9 月中旬的春、夏季灌溉负荷，10 月下旬—11 月下旬的冬季灌溉负荷，6 月—8 月的夏季空调负荷，11 月—次年 3 月的冬季取暖负荷。

宁夏电网各年的典型日负荷曲线趋势比较相似，都较平缓。夏季早、晚高峰大致出现在早 6-7 时、晚 19-21 时，最大负荷出现在 19-20 时；冬季的早、晚高峰大致出现在 6-8 点、17-20 点，冬季取暖和灌溉负荷的叠加，使得冬季典型日负荷较夏季典型日负荷大。

2.2.3 电力系统发展规划

2.2.3.1 电源规划

(1) 电源发展方针：优化发展火电，积极开发水电，因地制宜利用新能源发电。电源建设重点及布局原则是建设大型坑口电厂，节省投资，提高竞争力，有利于接入电网，水电有利于系统调峰。从宁夏能源资源的分布、储量和特点来看，宁夏的电源发展仍以火电为主，新建火电厂主要采用 600MW 及以上大容量、高参数空冷机组，且均考虑采取脱硫、污废水循环利用等环保措施。

(2) 电源“十一五”发展规划

规划至 2010 年全区电源装机达到 14460MW，其中：火电 13430MW，水电 430MW，风电 600MW。“十一五”期间新增电力装机 9250MW（指扣除退役容量后的净增容量，下同），扣除已投产容量后 2008 年至 2010 年预计新增 6300MW，其中火电 6000MW，风电 300MW。“十一五”后三年主要新增电源有：西夏热电厂 2x200MW、大坝三期 2x600MW、大

武口“上大压小 2x300MW、灵武电厂二期 2x1000MW、水洞沟电厂一期 2x600MW、六盘山电厂 2x300MW 等。

(3)电源“十二五”发展规划

规划至 2015 年全区电源装机达到 22360MW,其中:火电 21030MW,水电 430MW,风电 900MW。“十二五期间新增电力装机 7900MW,其中火电 7600MW,风电 300MW “十二五”主要新增电源除了上述 2011 年~2012 年投产项目外,还包括:水洞沟电厂二期 2x600MW、大武口研石电厂 2x300MW、吴忠热电 2x300MW。

2.2.3.2 电网规划

电网发展具体目标:2012 年区内建成 4 座 750kV 变电站,宁夏 750kV 主网架基本形成,并实现与西北主网通过 2 回 750kV 线路联络。建成宁东—山东双回直流联网工程,实现外送电力 8000MW。区内东、南部以 330kV 双回环网为主覆盖宁夏大部分地区,北部 220kV 电网形成网格状,同步建设与主网协调发展的 HOW 及以下配电网。“十二五”至“十三五”期间区内建成坚强的 750kV 环网目标网架,并通过 3-4 回 750kV 线路与西北主网联络。建成特高压外送电工程,2020 年电力外送总规模达到 18500MW。同步加强区内 330kV 及以下各级电网建设,形成结构坚强、供电分区清晰的输配电网。

2.3 工程建设的必要性

(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。

根据《中国应对气候变化国家方案》和《可再生能源中长期发展规划》，我国将通过大力发展可再生能源，优化能源消费结构，到 2010 年，力争使可再生能源开发利用总量在一次能源供应结构中的比重提高到 10%，到 2020 年达到 15%。

“十一五”期间我国在能源领域将实行的工作重点和主要任务是首先加快能源产业结构调整步伐，努力提高清洁能源开发生产能力。以光电、风力发电、太阳能热水器、大型沼气工程为重点，以“设备国产化、产品标准化、产业规模化、市场规范化”为目标，加快可再生能源开发。

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。2007 年底国家发展和改革委员会下发了《关于开展大型并网光伏示范电站建设有关要求的通知》，鼓励在宁夏、新疆、西藏、青海、甘肃等太阳能资源丰富地区开展大型并网光伏电站的建设工作。

本并网光伏电站选址在宁夏，是国家政策鼓励扶持地区。从资源量以及太阳能产品的发展趋势来看，在宁夏开发光伏发电项目，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

光伏电站所处的宁夏青铜峡市，经济和社会事业虽然有较大的发展，但由于交通、资源等客观条件的制约，发展速度相对缓慢，同发达地区相比还存在着很大差距。

要实现地区经济的可持续发展，必须改变以往依赖农业资源开发利用的单一经济结构，需对资源进行重新配置。要充分利用太阳能、风力、

水力、矿产、旅游、野生植物、农副产品等潜在优势，加快产业结构调整，逐步提高科技含量，增进经济效益。

随着国家加大对中西部地区的扶持力度，为宁夏回族自治区的经济和社会发展创造了非常难得的机遇和条件。充分利用该地区清洁、丰富的太阳能资源，把太阳能资源的开发建设作为今后经济发展的产业之一，以电力发展带动农业生产，同时以电力发展带动矿产资源开发，促进人民群众物质文化生活水平的提高，推动农村经济以及各项事业的发展，摆脱地区经济落后的局面。

(3) 促进能源电力结构调整的需要

截至 2009 年年底，宁夏电网统调总装机容量 9535.33MW，其中火电装机容量为 8556MW，占总装机容量的 89.73%，水电装机容量为 422.3MW，占总装机容量的 4.43%；风电、光伏装机容量 557.03MW，占总装机容量的 5.84%。

国家要求每个省（区）常规能源和再生能源必须保持一定的比例。宁夏青铜峡地区太阳能资源比较丰富，大力发展太阳能发电，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。

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。

本工程设计装机容量 30.719MWp，本电站建成后预计每年可为电网提供电量 4661.8 万 kW h，与相同发电量的火电相比，相当于每年可节约标煤 1.5 万 t(以平均标准煤煤耗为 320g/kW-h 计)，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(SO₂) 排放量约 167.4t,二氧化碳(CO₂) 约 4.33 万 t，一氧化碳(CO) 约 3.93t,氮氧化物 (NO_x) 172.8t, 烟尘 202.2t。

(5)开发光电，促进当地旅游业发展

科技旅游是新兴的一种旅游形式，在促进旅游业发展的同时，提高了公众的科学文化素质。光伏电站是新的绿色能源项目，本光伏电站建成后，将会成为科普旅游的新亮点，有力促进当地旅游产业的发展。

2.4 工程建设规模

常规能源资源的有限性和环境压力的增加，使世界上许多国家加强了对新能源和可再生能源技术发展的支持。近几年，国际光伏发电发展迅速，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。我国新能源和可再生能源司在全国能源工作会议上对并网光伏发电提出了“开展大型并网光伏发电项目建设前期工作，结合太阳能资源及光伏电站建设特点，以及已建光伏项目和敦煌示范项目实践经验，拟在全国范围内开展大型并网光伏电站建设前期工作，在资源较好的省份，选择若干个 10MWp 以上的大型并网光伏发电场，进行太阳能资源评价，提出大型并网光伏电站建设的可行性研究报告；建设一批大型并网光伏电站项目，安排光伏电站项目拟综合考虑资源特点及地区布局，发电场址主要选择资源丰富地区的沙漠、戈壁、荒地等非耕用土地，在同等条件下优先选择经济落后地区。”的工作思路。

从可再生能源资源利用来看，宁夏年太阳总辐射量为 4950

MJ/m^2 - 6100MJ/m^2 ,由南向北,平均每 10k。太阳总辐射量递减 50MJ/m^2 。太阳直接辐射和散射辐射的空间分布规律与总辐射相同,南部小于中部和北部地区。宁夏年日照时数为 2250h-3100h,日照百分率 50%-69%,由北向南递减,适宜建设光伏电站。本项目装机 30MWp 符合新能源和可再生能源司对并网光伏电站建设的工作思路和要求的规模。

从电力系统需求方面分析,截至 2007 年底,宁夏电网发电总装机容量为 7757.74 MW,根据《宁夏电网 2008~2012 年滚动规划研究报告》),2015 年全口径最大负荷为 13100 MW,满足负荷要求,计入正常备用,2015 年需增加装机容量约 8617MW,电力缺口较大。宁夏青铜峡牛首山 30MWp 并网光伏电站建成后,向电网提供一定的电力电量,可促进地区经济可持续发展。

从项目开发建设条件方面分析,本电站场址区属黄土丘陵、源梁地貌,地势略有起伏,地表分布有少量蒿草等植物,适合布置大型光伏电站。京藏高速、S101 省道自场地东侧通过,交通较为便利,利于建设期间所需设备材料的运输。

综上所述,从能源资源利用、电力系统供需、项目开发条件等方面综合分析,本阶段宁夏青铜峡并网光伏电站工程装机规模为 30MWp 是合适的。

2.5 场址建设条件

经现场踏勘和初步场址比选后,选定的场址为:青铜峡市牛首山场址(以下简称青铜峡场址)。

2.5.1 场址概况

青铜峡场址地处黄河东岸,京藏高速公路以西,属牛首山范围。该区域地势起伏较大,冲沟纵横,坡度平缓处分布不连续且形状不规则,

故该场址规划装机容量不宜过大。本工程估算需要土地面积约 2km^2 (考虑部分跟踪式安装, 组件安装方式不同则占地面积差异较大)。一期工程 30MWp 场址区征地范围为正方形, 角点坐标见表 1.1, 具体位置参见附图 2。

2.5.2 场址建设条件

2.5.2.1 太阳能资源

青铜峡市地处东部季风区与西部干旱区域的交汇地带, 属中温带大陆性气候。主要气候特点是: 四季分明, 冬无严寒, 夏无酷暑, 昼夜温差大, 蒸发强烈, 气候干燥。场址区多年平均太阳辐射量在 $5870\text{MJ}/\text{m}^2$ - $6580\text{MJ}/\text{m}^2$ 之间, 多年平均日照时数在 2760h-3360h 之间, 太阳能资源丰富, 是一个较理想的光伏电站场址。

2.5.2.2 对外交通条件

青铜峡场址位于青铜峡市东南约 15km 处, 属牛首山区域。场地西南侧靠近京藏高速、S101 省道, 交通便利, 具有良好的旅游、示范条件。

2.5.2.3 地质条件

场址区地层至上而下分为三层: ①层为第四系风积黄土状 (Q_4^1), 呈土黄色, 具有干燥, 具空隙, 具垂直节理, 上部长有零星耐寒植物, 下部密实, 夹有角砾, 具湿陷性特点。厚度 1m-2m。②层为第三系红土层 (N)。岩性为橙黄色或红色粘土。粘土中偶见直径 0.5cm、圆度极好的石英小砾及橙红色钙质结核, 仅局部出露。③层为奥陶系中统平凉组 (O_{2p}) 灰岩, 灰黑色薄一中厚层状灰岩, 受各种构造影响, 区内岩石破碎, 扭曲。层厚 $>10\text{m}$ 。场址区不存在滑坡、泥石流等不良物理地质现象。

场址区推测地下水类型为基岩裂隙水及孔隙性潜水, 地下水埋深约

10m- 15m.场址区存在季节性冻土，最大季节性冻土深度为地面以下 0.9m.

工程重要性等级为二级，场地基本设防烈度为Ⅱ度，地形地貌简单，地下水对工程基本无影响；场地属干旱区，地基土含水量 $w < 10\%$ ，场地环境类别为 III 类。场址地基土为弱盐渍土—中盐渍土，地基土对混凝土和钢筋混凝土中的钢筋具中等腐蚀性，应采取必要的防腐措施。考虑到冻土和盐渍土的特殊危害性，及现场黄土状粉土的覆盖厚度，可将①层下部（深部 $> 20\text{m}$ ）或③层灰岩作为地基持力层。

2.5.2.4 场址内及周边环境

初选场址所在地为国有荒地，总体地形西北高东南低，地势有起伏，地表分布有耐旱植物。场址东侧、西侧各有一冲沟，西侧冲沟为附近料场取料源地。场地内光照充足，面积可满足本期光伏电站用地要求。经调查，场址内无名胜古迹、文物保护区、自然保护区、军事设施及地下矿藏等，项目建设用地符合国家有关土地利用政策。

2.5.2.5 接入系统

太阳能光伏发电系统并网时除遵循就近并网的原则外，还需根据光伏电站的发电容量及当地电网实际状况选择合适的电压等级，以减少电量损失，提高并网效率。

根据现场踏勘情况，距场址最近的有条件接入的变电站为场址区北侧约 20km 的 110kV 园台变，光伏电站出线接入条件较为便利。

2.5.3 场址综合评价

通过对青铜峡场址各方面条件的分析，该处场址在技术上是可行的，具备建设大型光伏电站的条件。

3 太阳能资源

3.1 区域太阳能资源概况

我国太阳能资源非常丰富，理论储量达每年 17000 亿吨标准煤。根据气象部门的调查、测算：我国太阳能年总辐射量最大值在青藏高原，高达 $10100\text{MJ}/\text{m}^2$ ，最小值在四川盆地，仅 $3300\text{MJ}/\text{m}^2$ 。从大兴安岭南麓向西南穿过河套，向南沿青藏高原东侧直至西藏南部，形成一条等值线。此线以西为太阳能丰富地区，年日照时数 $\geq 3000\text{h}$ ，这是由于这些地区位处内陆，全年气候干旱、云量稀少所致；此线以东地区（即我国东北、华北、长江中下游地区）以四川最小，由此向南、北增加，广东沿海较大，台湾和海南西部年日照时数可达 $2400\text{h}/\text{a}$ - $2600\text{h}/\text{a}$ ；内蒙古东部、华北较大，至东北北部又趋减小。由于丰富区和较丰富区占国土面积 $2/3$ 以上，因而我国是一个太阳能资源丰富的国家，开发、利用前景看好。

宁夏回族自治区位于 $\text{N } 35^{\circ} 14' - \text{N } 39^{\circ} 23'$, $\text{E}104^{\circ} 17' - \text{E } 107^{\circ} 39'$ 之间，地处中国西部的黄河上游地区。宁夏东邻陕西省，西部、北部接内蒙古自治区，南部与甘肃省相连。自古以来就是内接中原，西通西域，北连大漠，各民族南来北往频繁的地区。

宁夏是我国太阳能资源最丰富的地区之一，也是我国太阳辐射的高能区之一，太阳辐射量年均在 $4950\text{MJ}/\text{m}^2$ - $6100\text{MJ}/\text{m}^2$ 之间，年均日照小时数在 2250h - 3100h 之间，在开发利用太阳能方面有着得天独厚的优越条件—地势海拔高、阴雨天气少、日照时间长、辐射强度高、大气透明度好。

宁夏太阳辐射年际变化较稳定，因地域不同具有一定的差异，其特点是北部多于南部，年平均太阳辐射量南北相差约 $1000\text{MJ}/\text{m}^2$ ，灵武、同心最大，达 $6100\text{MJ}/\text{m}^2$ 以上，全区平均达 $5781\text{MJ}/\text{m}^2$ 以上。以引黄

灌区和中部干旱带的盐池、同心地区太阳辐射较高且分布均匀，年平均太阳辐射量稳定在 $5860\text{MJ}/\text{m}^2$ - $6100\text{MJ}/\text{m}^2$ 之间，是宁夏太阳能资源最丰富的地区，也是我国太阳辐射的高能区之一。南部的固原地区年辐射量相对较少，年平均太阳辐射量在 $4950\text{MJ}/\text{m}^2$ - $5640\text{MJ}/\text{m}^2$ 之间。

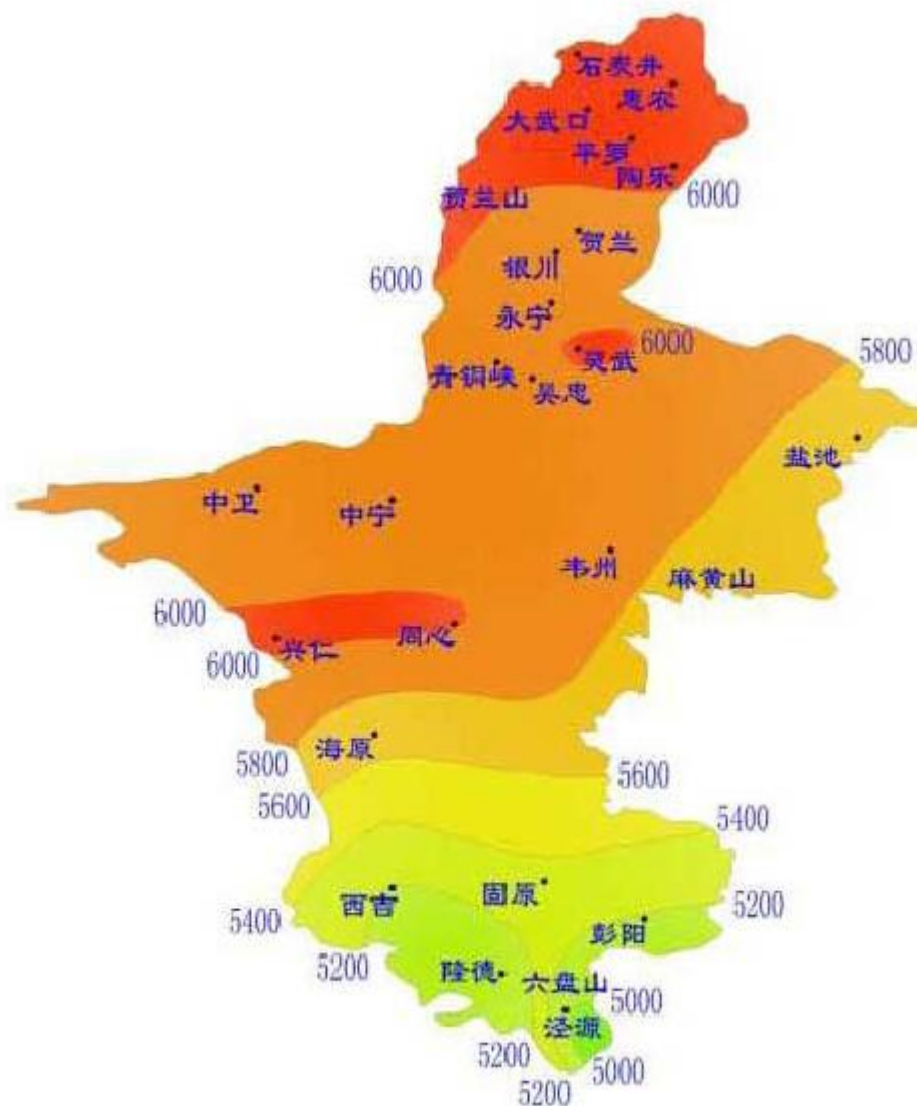


图 3.1 宁夏回族自治区太阳总辐射空间变化分布图(单位: $\text{MJ}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$)

青铜峡市地处宁夏平原引黄灌区中部，位于 $E 105^{\circ} 21' \sim E 106^{\circ} 21'$, $N 37^{\circ} 36' \sim N 38^{\circ} 15'$ 之间，平均海拔 1120m-1700m，总面积 2445k m^2 。辖八镇、一个街道办事处、三个农林场，总人口 27 万。九曲黄河

穿境北流，著名的青铜峡拦河大坝座落于境内，被誉为“塞上明珠”。京藏铁路、大古铁路、109 国道、石中高速公路横贯全市，距吴忠河东机场 50km，距自治区首府吴忠市 56km，交通便利。

青铜峡市地处东部季风区与西部干旱区域的交汇地带，属中温带大陆性气候。主要气候特点是：四季分明，冬无严寒，夏无酷暑，昼夜温差大。年平均气温 9.8℃，无霜期 155 天，年平均降水量约 178.5mm。场址区多年平均太阳辐射量在 5870MJ/ m²-6580MJ/ m²之间，多年平均日照时数在 2760h-3360h 之间，太阳能资源丰富。

3.2 代表气象站

本工程场址北距吴忠市约 40km、距青铜峡市约 31km，西南距中宁县约 39km,东距京藏高速约 1km，属牛首山范围。场址区占地面积约为 2km²，有效占地面积 1.1km²，范围为 N 37° 38'29"-N37° 39'03", E 106° 03'30"-E 106° 04'51"，海拔高程在 1220m-1250m 之间。

3.2.1 代表气象站选择

距离本工程场址区最近的气象站为吴忠气象站。吴忠气象站是国家一般气象站，该站主要承担本地的常规气象观测，无太阳辐射观测资料，其地理坐标为 N37° 59'、E106° 11'。工程场址区与吴忠气象站相比，纬度跨越范围约 10'左右，经度跨越范围约 5'左右，海拔高度亦相差不大，两地应属同一气候环境区域。且由于场址区远离城市中心，所以场址区的太阳辐射资源应较吴忠气象站附近的太阳辐射资源略好。因此，本工程拟建场址区的太阳辐射情况类似且略优于吴忠气象站的太阳辐射情况，故选择吴忠气象站作为本工程太阳辐射研究的代表站是合理、可靠的。

一般来说，到达地面的太阳辐射量主要受太阳高度角、大气透明度、

地理纬度、日照时数及海拔高度等因素的影响。现简要分析如下：

(1) 太阳高度角

太阳高度角是太阳光线与地表水平面之间的夹角。太阳高度角大，太阳高，太阳辐射就强；反之，太阳高度角小，太阳低，太阳辐射就弱。吴忠气象站的太阳高度角为 75.46° （真太阳时正午 12 时，夏至日）， 28.57° （真太阳时正午 12 时，冬至日），工程场址区的太阳高度角为 75.78° （真太阳时正午 12 时，夏至日）， 28.88° （真太阳时正午 12 时，冬至日）。

可见，工程场址区与吴忠气象站两地的太阳高度角差距很小，在正常天气情况下两地太阳辐射强度基本相当。

(2) 大气透明度

大气透明度是表征大气对于太阳光线透过程度的一个参数。在晴朗无云的天气，大气透明度高，到达地面的太阳辐射能就多些；在天空中云雾很多或风沙灰尘很多时，大气透明度降低，到达地面的太阳辐射能就较少。场址区与吴忠气象站地处同一地区，气候特征类似，大气透明度比较接近。但随着近年来吴忠市经济的高速发展和城市规模的不断扩大，市区大气污染有所加重，大气透明度有所下降，因此，场址区的大气透明度要优于吴忠气象站。

(3) 地理纬度

太阳高度角的变化以及大气透明度的分布都与纬度有关。我国北方地区高纬度的太阳高度角小，光线穿过的大气量多，云量也较多，因此一般我国北方太阳辐射能量随着纬度增加而减少。场址区的纬度在 $N 37^{\circ} 40'$ 附近，而吴忠气象站纬度为 $N 37^{\circ} 59'$ 。即本工程拟建场址与吴忠气象站纬度非常接近，且小于吴忠气象站纬度。因此，太阳辐射量相

近。

(4) 日照时数

日照时数也是影响地面太阳辐射能量的一个重要因素。一般日照时间越长，地面所获得的太阳总辐射量就越多。本工程拟建场址与吴忠气象站的长年年平均日照小时数比较接近，为 3027.03h 左右。

(5) 海拔高度

海拔高度越高，空气就越稀薄，太阳光线在大气中的光程就越短。太阳辐射被吸收、散射的就越少，并且大气中的水汽和尘埃的含量也越少，大气的透明度就越佳，接受到的太阳辐射能量也就越大。吴忠气象站与场址区海拔高度接近。

综上所述，场址区与吴忠气象站地理位置接近，属同一气候带，且气候环境一致；两地的太阳高度角、大气透明度、地理纬度、日照时数及海拔高度均很接近。因此，本工程拟建场址区与吴忠气象站的太阳辐射情况类似，选择吴忠气象站作为本工程的代表气象站是合理的。

本研究阶段采用吴忠气象站作为本工程的代表气象站，由于吴忠气象站无太阳辐射观测资料，需采用气候学方法推算其太阳辐射数据，并将该站的基本气象要素观测数据和推算太阳辐射数据作为本阶段的研究依据。

3.2.2 代表气象站辐射数据

对于无太阳辐射观测资料的代表气象站，选择距代表气象站最近的有太阳辐射观测资料的气象站作为参考气象站，收集其相关太阳辐射观测资料，利用气候学方法推算代表气象站的太阳辐射数据。

宁夏区域内有太阳辐射观测资料的气象站有两个，银川气象站和固原气象站。而银川气象站距吴忠气象站仅约 60km，两站处于同一气候

区，是距离吴忠气象站最近的有太阳辐射观测资料气象站。因此，选用银川气象站作为本工程太阳辐射研究的参考站是比较准确的。

银川气象站为国家基准气候站，地理坐标为 N 38° 29', E 106° 13', 观测场海拔高程 1111.4m。

大量实测资料的验证结果表明，长期地面总辐射与日照时间存在以下关系：

$$Q = Q_0 (a + bS_1)$$

式中：Q 一月太阳总辐射量；

Q_0 一月天文总辐射量；

S_1 一月日照时数百分率；

a, b 一经验系数，取决于多种因素，如大气平均透明系数、透光云的透射系数、遮挡日面的相对持续时间、日照计的灵敏度、各种云的散射能力及以上因素在不同气候区中的作用等。

上式中的日照时数百分率是指日照时数和日天文可照时数的比值，显然，日照时数可以在很大程度上反映某地的太阳能资源情况。银川市 1979 年—2008 年多年平均日照时数为 2815.75h，吴忠市 1979 年—2008 年多年平均日照时数为 3027.03h；两地 1979 年—2008 年年日照时数折线图如图 3.2 所示。

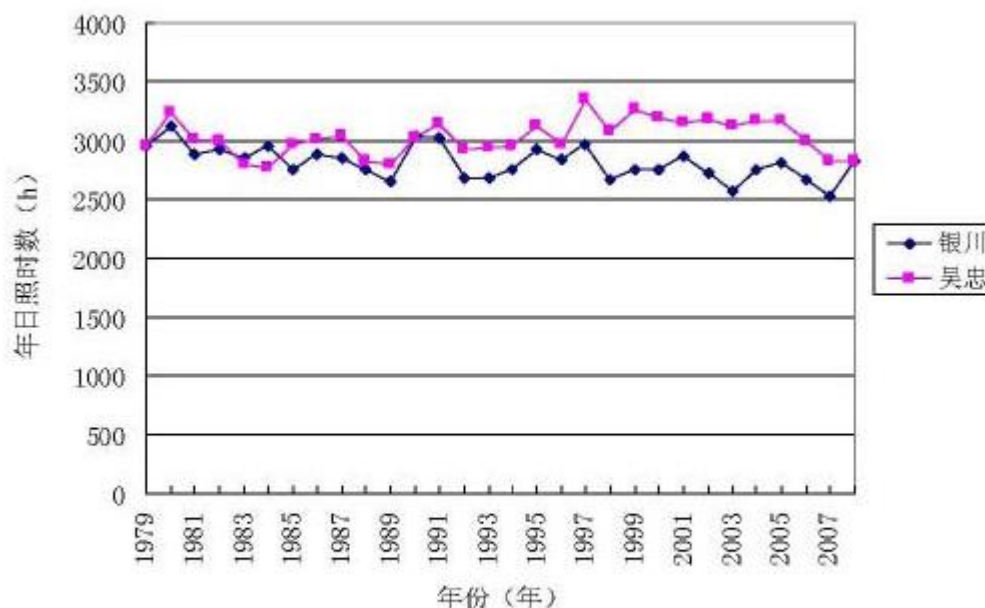


图 3.2 银川市和吴忠市 1979 年~2008 年年日照时数折线图

从图 3.2 可看出，两地的多年日照时数较为接近，除了在 1982 年—1984 年期间银川市高于吴忠市外，其余年份吴忠市均高于银川市，也就是说吴忠市的太阳能资源条件优于银川市。

采用银川气象站 1979 年—2008 年的太阳辐射数据拟合得到的 a、b 值及其关系式，推算出吴忠地区 1979 年—2008 年各月太阳辐射量数据，作为本阶段的太阳能资源分析依据。

3.3 太阳能资源分析

3.3.1 太阳能资源年际变化分析

(1) 太阳辐射量年际变化分析

为了有效的判断多年太阳总辐射量的变化趋势，利于数据分析，根据推算的吴忠地区 1979 年—2008 年逐年太阳辐射量做出该地区近 30 年太阳辐射量变化图，如图 3.3 所示。

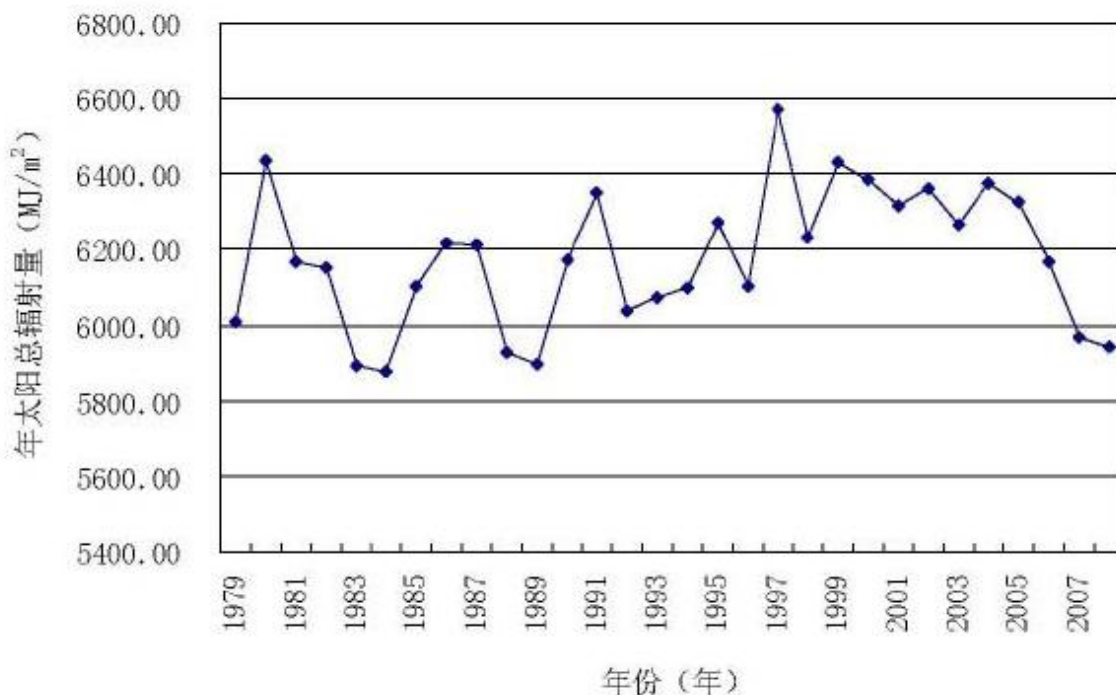


图 3.3 吴忠地区 1979 年~2008 年太阳总辐射量年际变化图

从图 3.3 可看出,近 30 年间吴忠地区太阳辐射量分布年际变化较大,但整体变化趋势基本保持一致,其数值区间在 $5870 \text{ MJ}/\text{m}^2$ - $6580 \text{ MJ}/\text{m}^2$ 之间,但近年来有下降趋势。30 年间的年平均太阳能辐射量为 $6178.35 \text{ MJ}/\text{m}^2$,最低值出现在 1984 年,为 $5879.53 \text{ MJ}/\text{m}^2$,最高值出现在 1997 年,达到 $6572.8 \text{ MJ}/\text{m}^2$ 。近 10 年间的年平均太阳能辐射量为 $6254.71 \text{ MJ}/\text{m}^2$,最大值出现在 1999 年,达到 $6432. \text{ MJ}/\text{m}^2$;最小值出现在 2008 年,为 $5940.97 \text{ MJ}/\text{m}^2$ 。

(2) 日照时数年际变化分析

吴忠地区 1979 年—2008 年 30 年间的年日照时数变化如图 3.4:

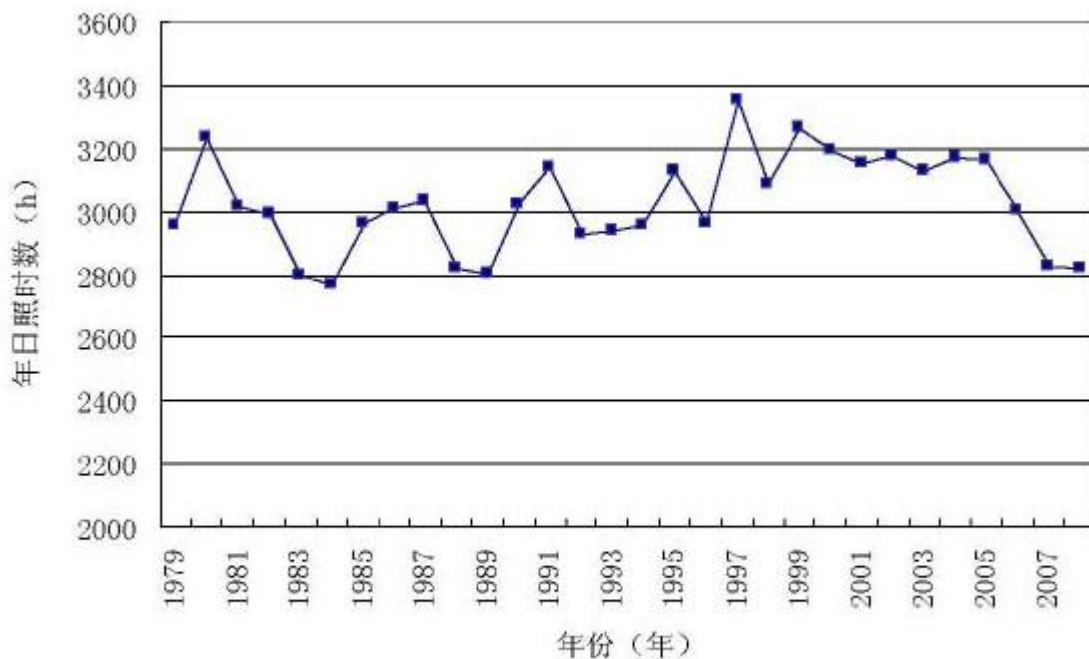


图 3.4 吴忠地区 1979 年~2008 年日照时数年际变化图

从图 3.4 可看出,近 30 年间吴忠日照时数年际变化与太阳辐射量年际变化基本保持一致,其数值区间在 2760 h-3360h 之间。30 年间的年平均日照小时数为 3027:03 h,最低值出现在 1984 年,为 27653h;最高值出现在 1997 年,为 3351.2h。近 10 年间的年平均日照小时数为 3089.9 h,最大值出现在 1999 年,达到 3265.5h;最小值出现在 2008 年,为 2820.7h。

(3)日照百分率年际变化分析

吴忠地区 1979 年—2008 年 30 年间的年日照百分率变化如图 3.5:

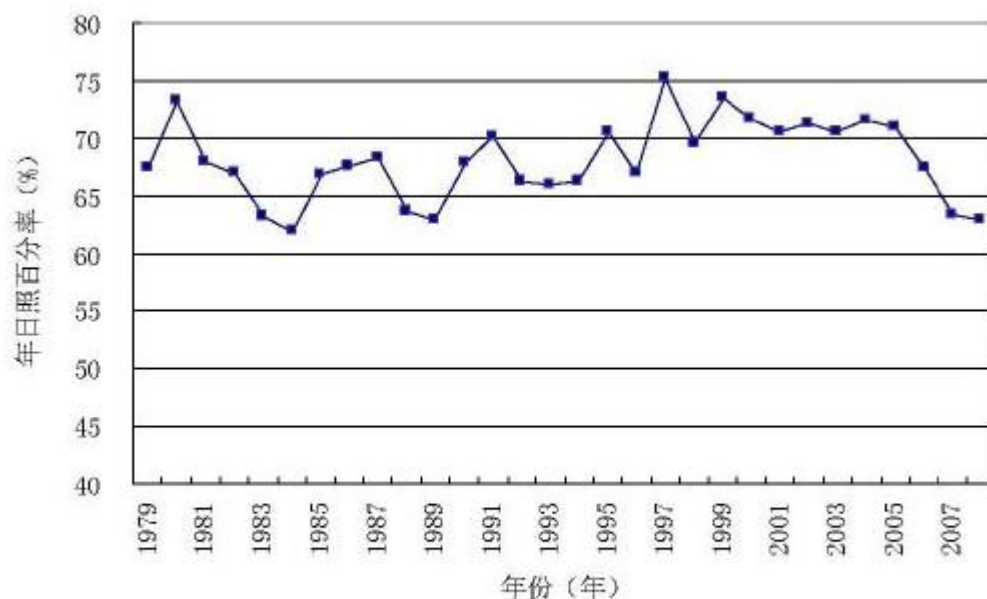


图 3.5 吴忠地区 1979 年~2008 年日照百分率年际变化图

从图 3.5 可以看出，吴忠的日照百分率年际变化与日照时数年际变化趋势基本一致，基本稳定在 65%-75%。

对照吴忠地区太阳辐射量、日照时数和日照百分率的年际变化图可知，其变化规律基本一致。这符合大量的实际观测数据揭示的太阳辐射量和日照时数之间的关系，也符合气象学中对日照百分率的定义。可以认为推算的吴忠地区太阳辐射量的数据能够反映场址区的太阳能资源情况，以其作为本工程设计计算的基础数据是合理的。

为了保证采用的太阳辐射资料对未来一段时间具有可靠的预测性，根据吴忠的太阳能资源年际变化趋势，1999 年以来的近 10 年间太阳总辐射量、日照时数年际变化特征趋势有较好的一致性。本工程采用 1999 年—2008 年近 10 年的太阳辐射资料作为本阶段研究和计算的依据。

3.3.2 太阳能资源月际变化分析

(1) 太阳辐射量月际变化分析

根据推算的吴忠地区 1979 年—2008 年太阳辐射资料做出近 30 年各月月平均太阳辐射量月际变化图，如图 3.6 所示。

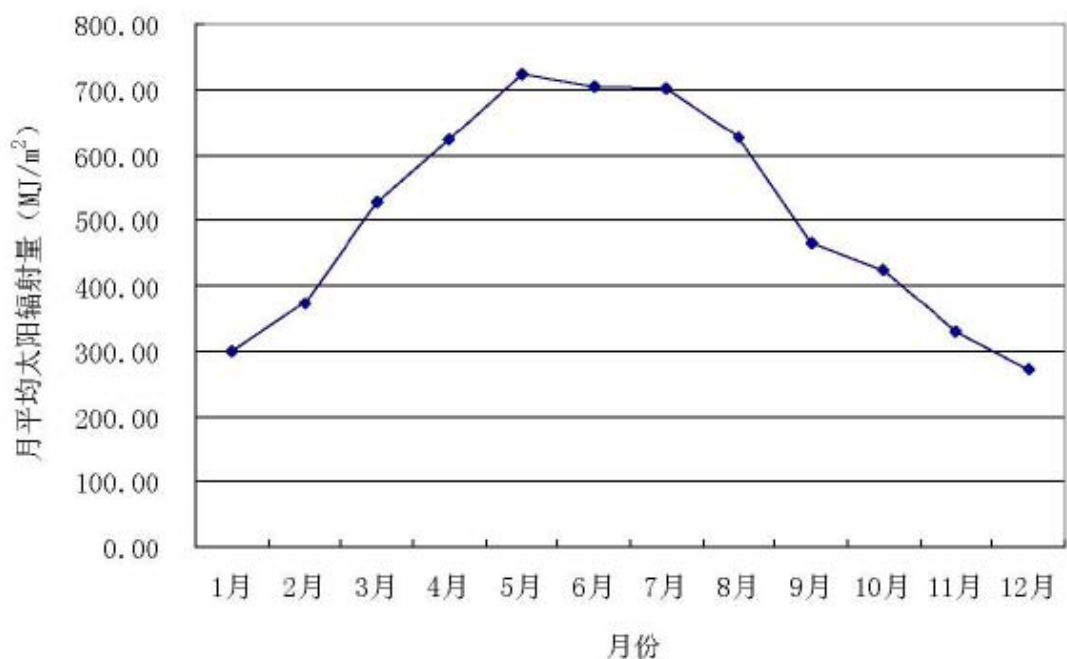


图 3.6 吴忠 1979 年~2008 年太阳总辐射量月际变化图

图 3.6 中可见，吴忠地区太阳辐射的月际变化较大，其数值在 250 MJ/m²-750MJ/m² 之间，月总辐射从 3 月开始急剧增加，5 月达次高值，为 724.13 MJ/m²，6 月和 7 月略有下降，8 月迅速下降，冬季 12 月达最小值，为 281.13MJ/ m²。

(2) 日照时数月际变化分析

吴忠地区 1979 年—2008 年 30 年间月平均日照时数变化如图 3.7:

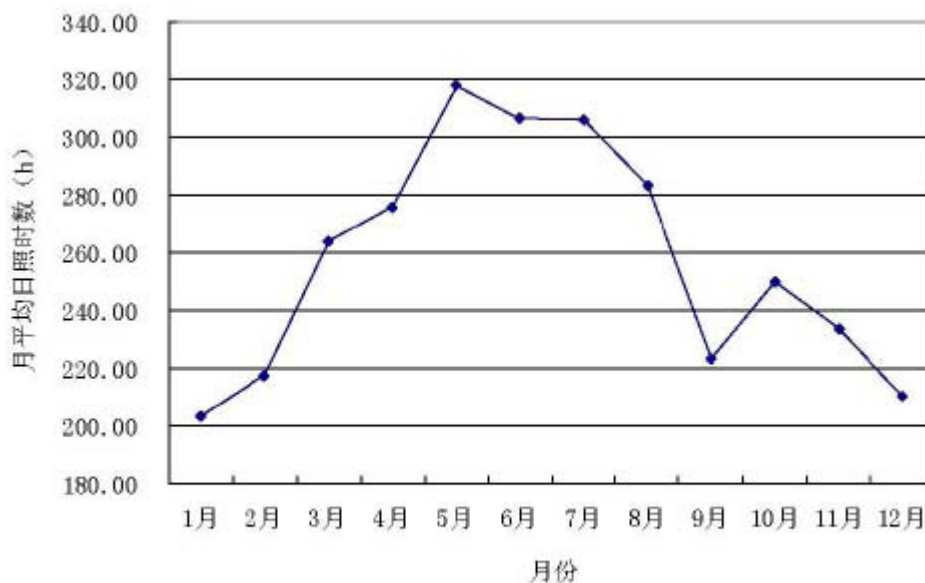


图 3.7 吴忠地区 1979 年~2008 年日照时数月际变化图

由图 3.7 可以看出,近 30 年间吴忠日照时数月际变化与太阳辐射量月际变化基本保持一致,月日照时数从 3 月开始急剧增加,5 月达峰值,6 月和 7 月略有下降,9 月迅速下降,冬季 12 月、1 月、2 月达最小值。吴忠 3 月—10 月月日照时数均在 230h 以上,5 月为 299.7h,是全年月日照时数最长的月份。

(3) 日照百分率年际变化分析

吴忠地区 1979 年—2008 年 30 年间月平均日照百分率变化如图 3.8:

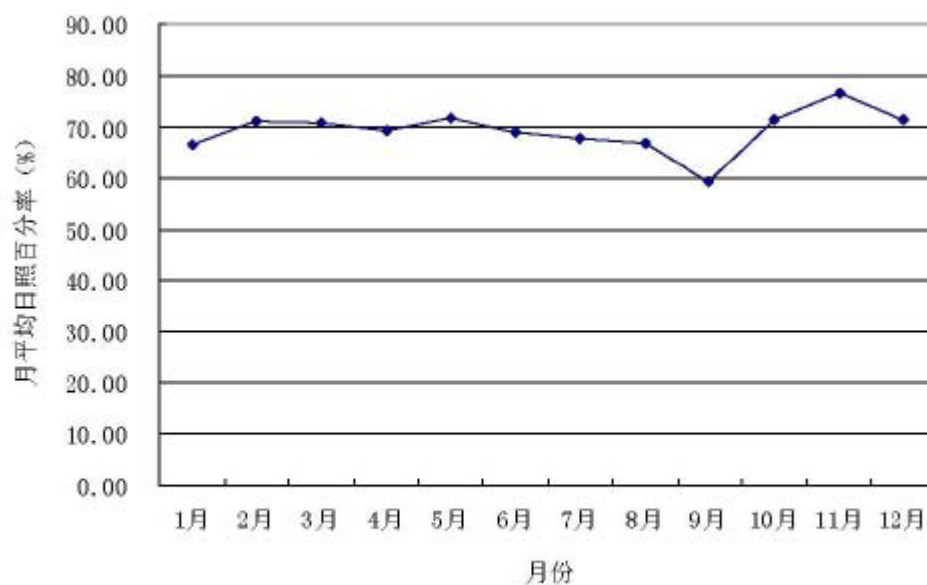


图 3.8 吴忠地区 1979 年~2008 年日照百分率月际变化图

从图 3.8 可以看出，吴忠地区冬季的日照百分率最高、春、秋季次之，夏季最低。虽然吴忠冬季的日照时数比春、秋、夏季都短，但是其冬季的可照时数也是最短的，因此出现了冬季的日照百分率高于夏季的情况。

对照太阳辐射量、日照时数和日照百分率的月际变化图可知，其变化规律基本一致。即吴忠地区太阳辐射量、日照时数和日照百分率的月际变化具有较好的一致性。

3.3.3 工程代表年太阳辐射数据

由于太阳辐射量具有随机性，根据各年的太阳辐射数据来计算相关的工程设计参数其结果会有很大的误差。因此要从多年的气象数据中挑选出具有代表性的太阳辐射数据，建立工程代表年以充分反映长期的太阳辐射变化规律。

工程代表年的确定是通过对已有太阳辐射观测资料的分析整理，根据一定的基准挑选出“标准月”组成。并以此对工程运行期间太阳辐射强度进行预测，其关系到对工程设计参数的选择、工程运行期发电量、

工程运行效益的计算等是否准确可靠。

根据吴忠的太阳辐射年际变化趋势，本工程采用 1999 年-2008 年的太阳辐射资料作为本阶段研究和计算的依据，来进行工程代表年的太阳辐射数据（简称工程代表年）选择。

根据统计学原理、建筑热环境模拟、建筑能源分析等研究成果，并结合本工程特点，选择出一组历年发生概率高、并对未来具有很好预测性的真实发生过的数据作为工程代表年。

（1）工程代表年的选择

在自然现象和社会现象中，大量的随机变量都服从或近似服从正态分布，如测量误差、海洋波浪的高度、一个地区的太阳辐射情况等。因此，可采用统计学中的正态分布来研究太阳辐射资料。太阳辐射资料是一个连续型随机变量，具有概率密度，对统计推断问题而言，由于太阳辐射情况的总体分布未知，其概率密度也是未知的，为了预测今后几十年的太阳辐射情况，有必要对太阳辐射的总体分布情况进行研究。我们采用直方图近似拟合为正态分布曲线，以便直观了解太阳辐射情况的概率密度曲线的概括，从而找出高概率区间的高概率值，作为今后的预测值。

a) 1 月标准月太阳辐射量的确定

吴忠地区 1 月份的太阳辐射量拟合成正态分布曲线见图 3.9。

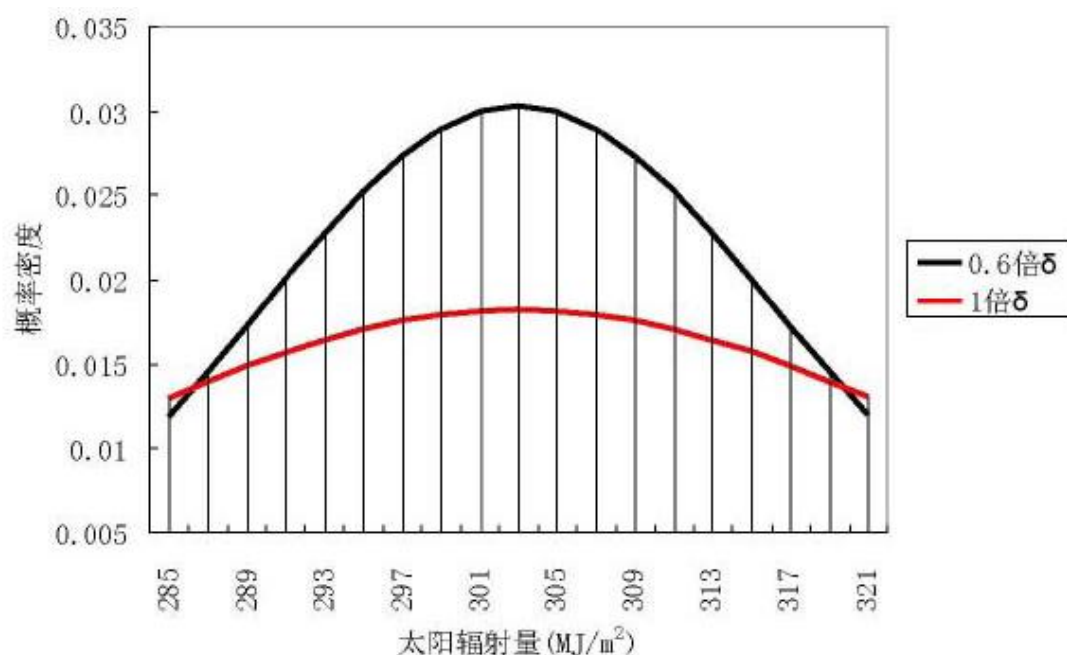


图 3.9 吴忠 1 月份太阳辐射量拟合正态分布曲线

由正态分布特征可知，概率密度最高点对应的值 μ 就是概率发生最高的值，且对于确定的 μ ，标准差 S 越小， μ 的概率密度越大，随机变量落在 μ 附近的概率越大，反之，标准差 S 越大， μ 的概率密度越小，随机变量落在 μ 附近的概率越小。由图 3.9 可以看出，太阳辐射量的高概率区间在 $310 \text{ MJ/m}^2 \sim 314 \text{ MJ/m}^2$ 之间，从近 10 年中选取该区间的值作为 1 月的标准月数值，即选取 2001 年 1 月的辐射量 312 MJ/m^2 。

b) 2 月-12 月标准月太阳辐射量的确定

吴忠地区 2 月-12 月份的太阳辐射量拟合正态分布曲线图见图 3.10-图 3.20。采用上述选取原则经比较分析，选取 2001 年 2 月 371 MJ/m^2 作为 2 月份的标准月数值；2003 年 3 月 517 MJ/m^2 作为 3 月份的标准月数值；2002 年 4 月 623 MJ/m^2 作为 4 月份的标准月数值；取 2008 年 5 月 731 MJ/m^2 作为 5 月份的标准月数值；2004 年 6 月 720 MJ/m^2 作为 6 月份的标准月数值；2005 年 7 月 724 MJ/m^2 作为 7 月份的标准月数值；2006 年 8 月 633 MJ/m^2 作为 8 月份的标准月数值；2003 年 9 月 514 MJ/m^2

m^2 作为 9 月份的标准月数值；2005 年 10 月 $428 MJ/m^2$ 作为 10 月份的标准月数值；2006 年 11 月 $335 MJ/m^2$ 作为 11 月份的标准月数值；2008 年 12 月 $279 MJ/m^2$ 作为 12 月份的标准月数值。

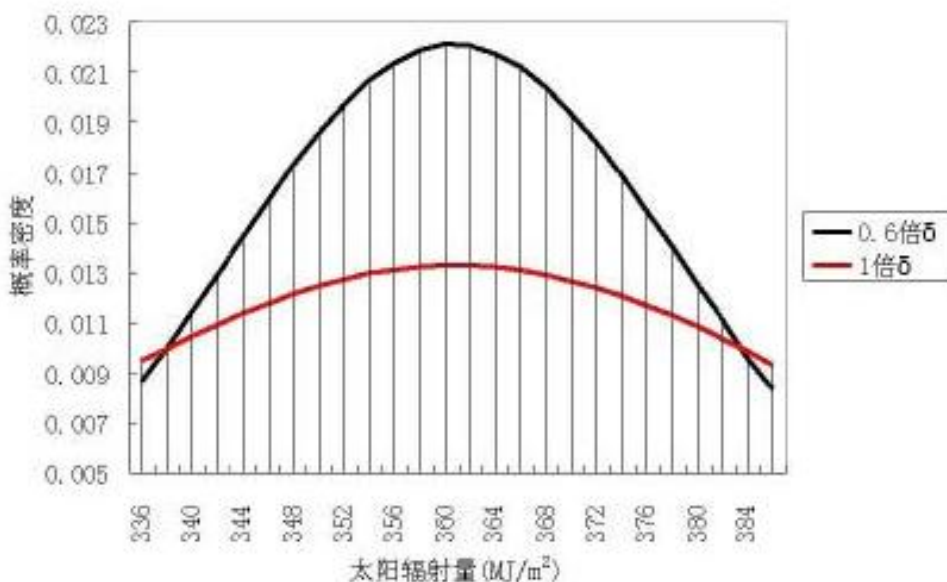


图 3.10 吴忠 2 月份太阳辐射量拟合正态分布曲线

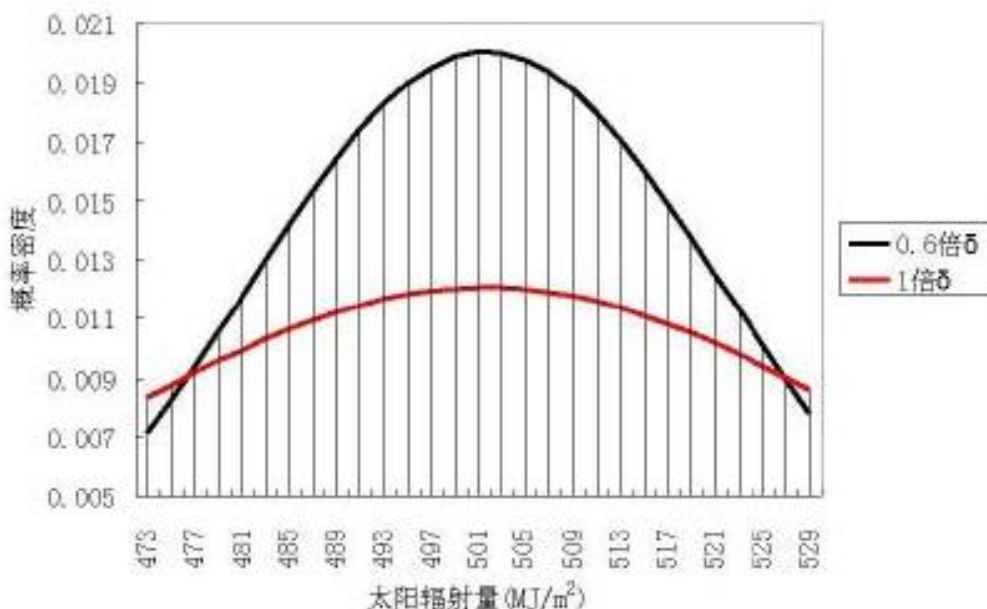


图 3.11 吴忠 3 月份太阳辐射量拟合正态分布曲线

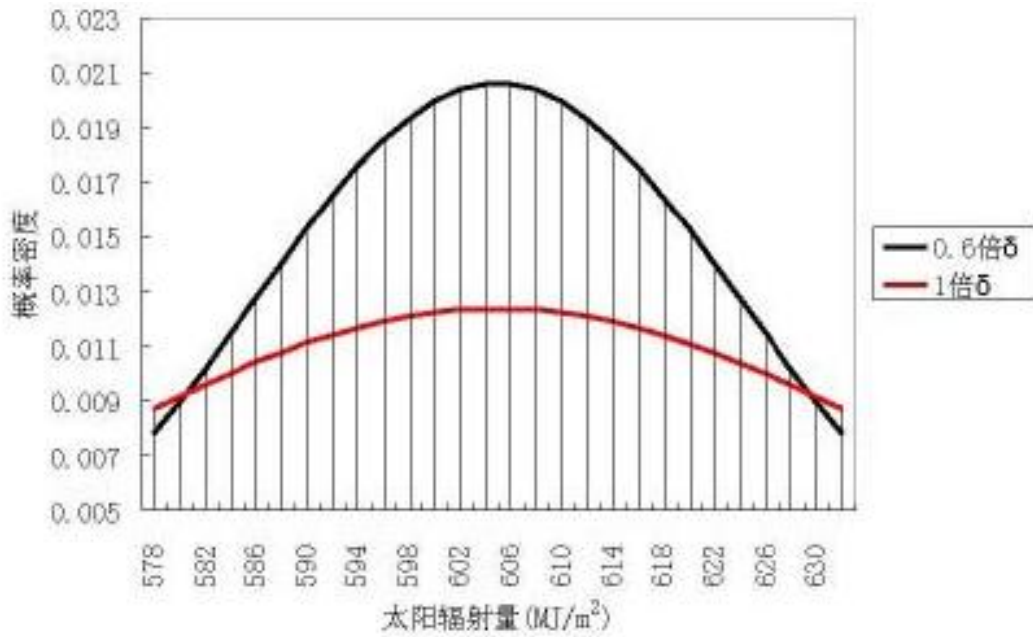


图 3.12 吴忠 4 月份太阳辐射量拟合正态分布曲线

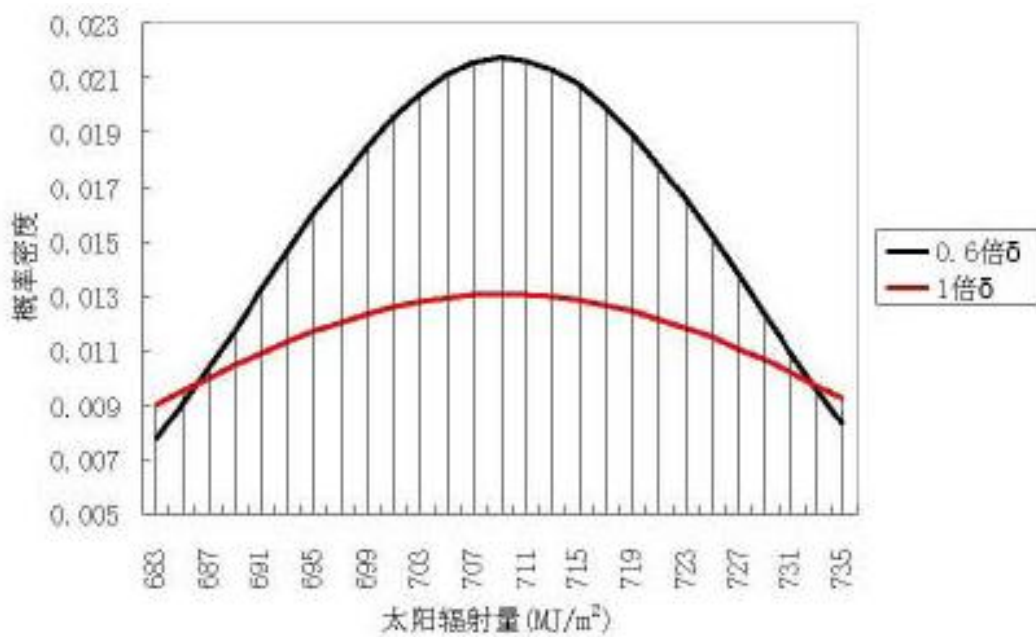


图 3.13 吴忠 5 月份太阳辐射量拟合正态分布曲线

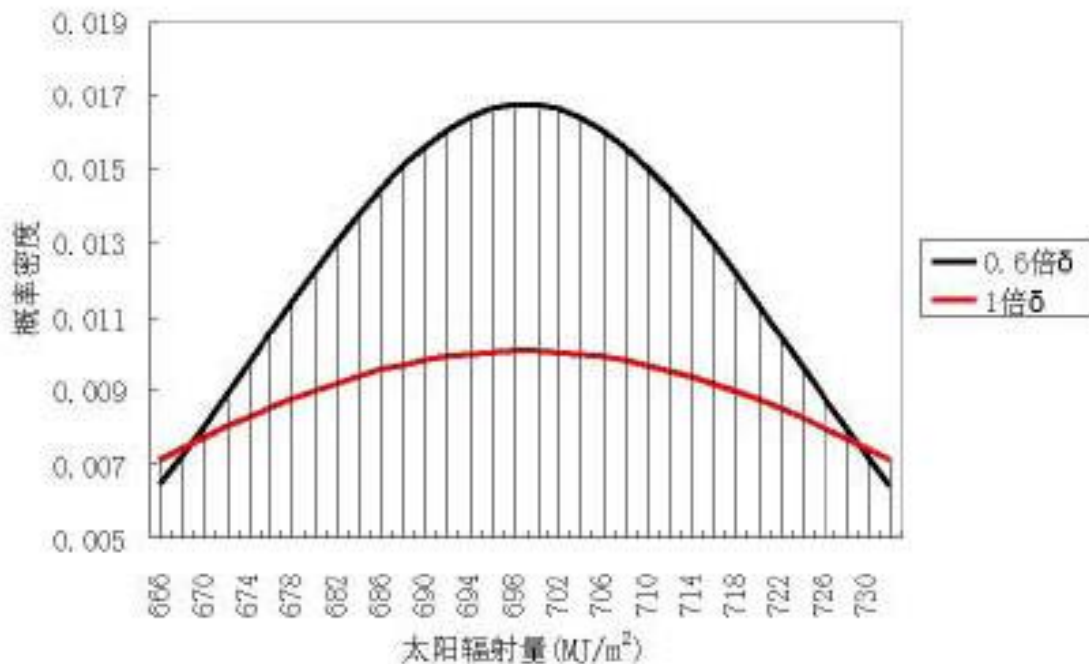


图 3.14 吴忠 6 月份太阳辐射量拟合正态分布曲线

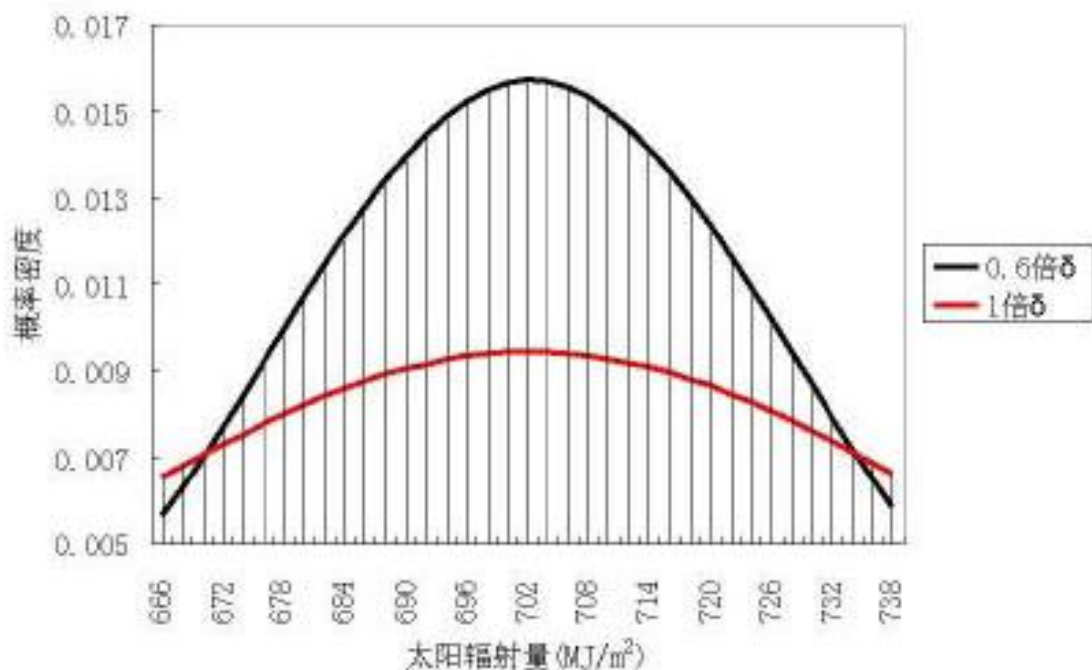


图 3.15 吴忠 7 月份太阳辐射量拟合正态分布曲线

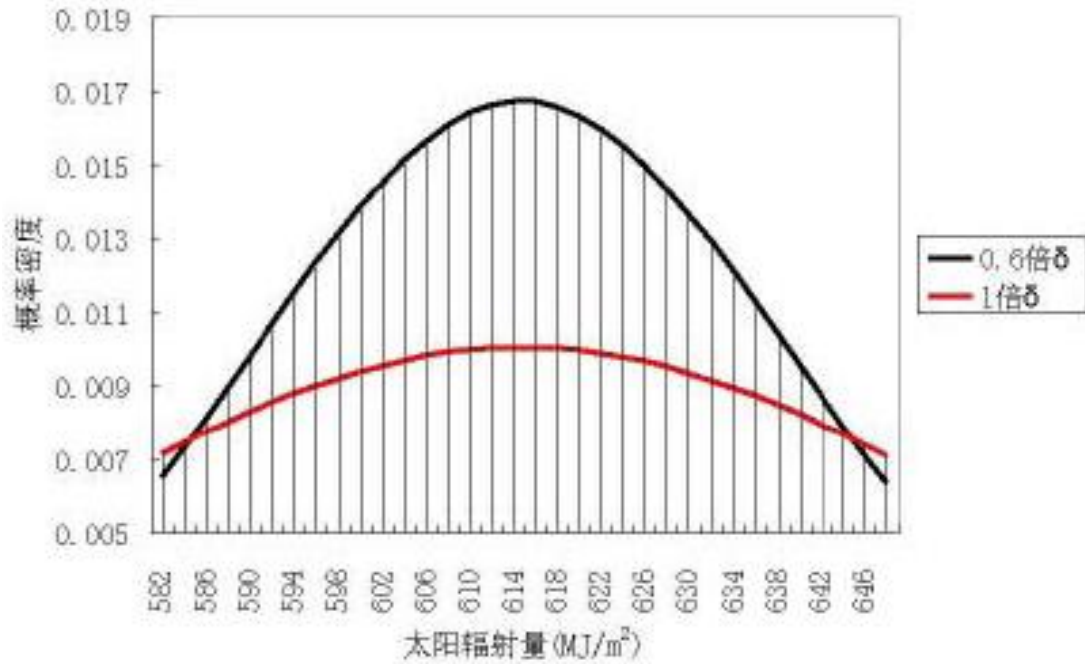


图 3.16 吴忠 8 月份太阳辐射量拟合正态分布曲线

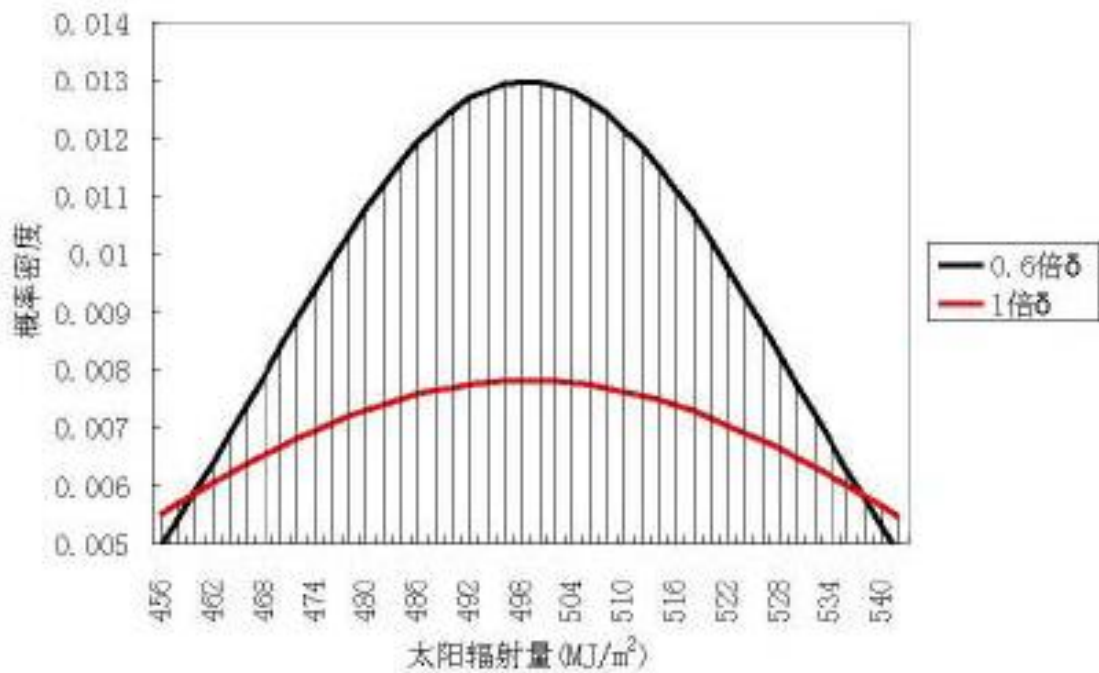


图 3.17 吴忠 9 月份太阳辐射量拟合正态分布曲线

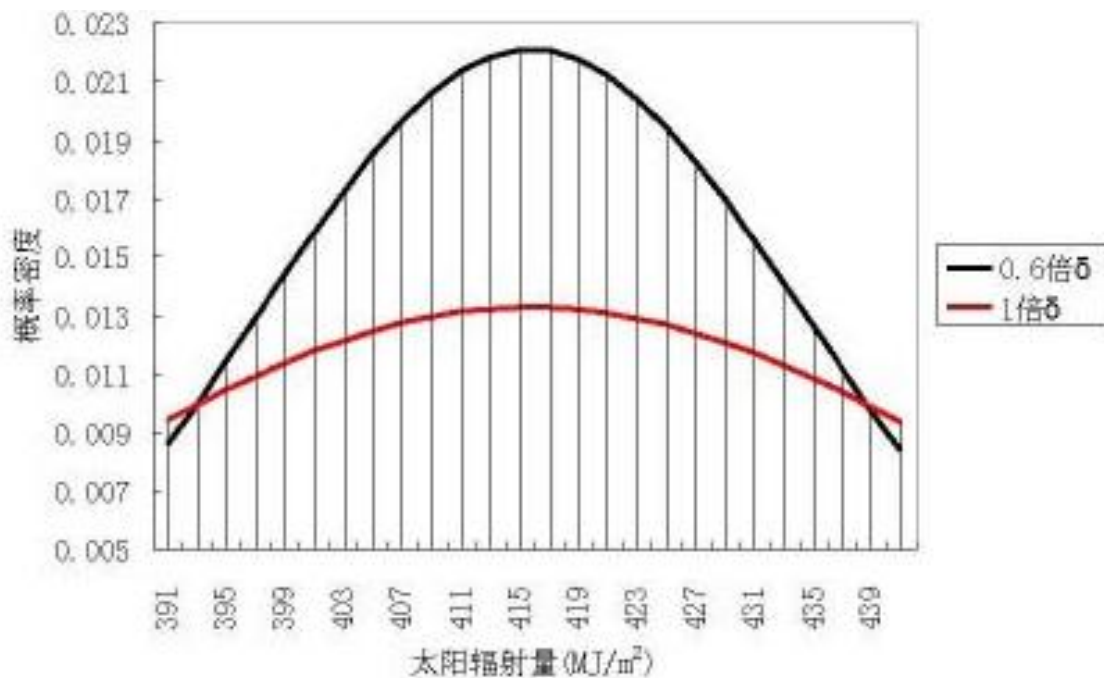


图 3.18 吴忠 10 月份太阳辐射量拟合正态分布曲线

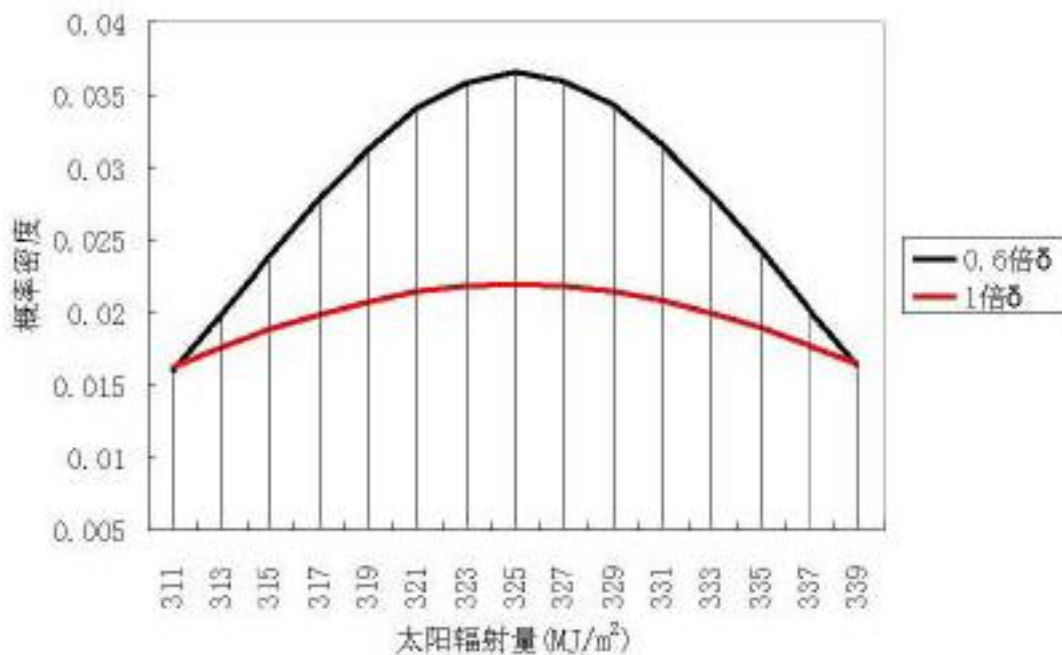


图 3.19 吴忠 11 月份太阳辐射量拟合正态分布曲线

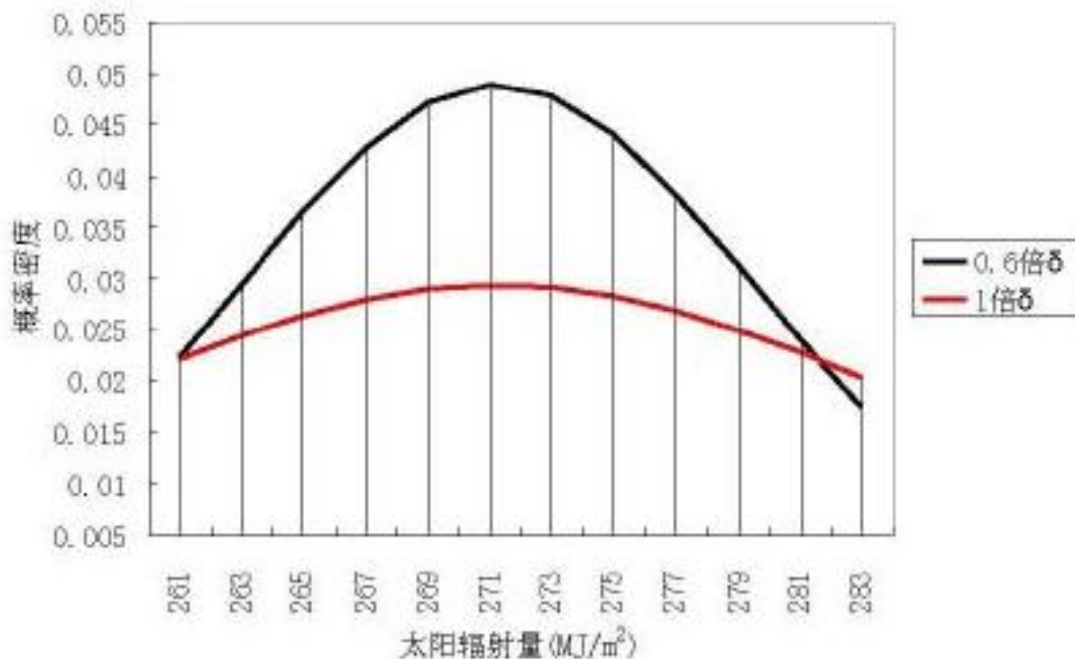


图 3.20 吴忠 12 月份太阳辐射量拟合正态分布曲线

(2) 工程代表年标准月数据

选出的工程代表年太阳辐射数据如表 3.1 所示。

表 3.1 工程代表年标准月辐射量

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月
所在年	2001	2001	2003	2002	2008	2004
标准月辐射量 (MJ/m ²)	303.02	360.75	501.66	604.98	709.45	698.98
标准月日照时数	209.2	209.6	242.6	262.2	305.6	302.1
月份	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
所在年	2005	2006	2003	2005	2006	2008
标准月辐射量 (MJ/m ²)	702.37	614.76	498.81	415.83	325.11	271.27
标准月日照时数	308.9	275.5	245.8	240.1	227.6	206.1

考虑气候变化、大气污染等因素，计算出由不同年份的标准月所组成的工程代表年水平面上年辐射总量为 6006.9MJ/ m²，年日照时数为 3035.3h。考虑到 2000 年以来太阳能辐射总量有缓慢下降的趋势，发电量计算时作保守处理，按 5589.4MJ/m²（下降 7%）考虑。

3.3.4 当地太阳能资源综合评价

场址区的地理位置与吴忠气象站比较接近，应属同一气候环境区地

的太阳高度角、大气透明度、地理纬度、日照时数及海拔高度均很接近。因此，本工程初选的厂址与吴忠气象站的太阳能辐射情况相似，选择吴忠气象站作为本工程的代表气象站是合理的。

根据推算出的吴忠气象站近 30 年的太阳辐射量、日照时数及和日照百分率的数据分析可知，其变化规律基本一致。可以认为推算的吴忠地区太阳能辐射量的数据基本能够反映厂址区的太阳能资源情况，以其作为本工程设计计算的基础数据是合理的。

根据吴忠地区的太阳总辐射量的年际变化趋势可以看出，1979 年以来的近 30 年的太阳总辐射量年际变化相对稳定，但近年来有下降趋势。为对未来一段时间具有可靠的预测性，本工程采用 1999 年~2008 年近 10 年的太阳辐射资料作为本阶段研究和计算的依据，选出本工程代表年（即太阳辐射量为 5589.4 MJ/m^2 ，年日照小时数为 3035.3h）是合理、有效的。从太阳能资源利用角度来说，在拟建场址建设并网光伏电站是可行的。

4. 工程地质

4.1 概述

拟建的场址位于宁夏青铜峡牛首山内，场址范围为 $N 37^{\circ} 38'29''$ - $N37^{\circ} 39'03''$ ， $E 106^{\circ} 03'30''$ - $E 106^{\circ} 04'51''$ 。一期建设规模为 30MWp，加上升压变电站，总占地面积 1.1 km^2 。

场址区域地理位置位于宁夏回族自治区青铜峡市牛首山内。总体地形西北高东南低，地貌属黄土丘陵、源梁地貌，主要由缓坡丘陵、洪积扇、风沙地等组成。地表分布有耐旱植物。较有利于布置大型光伏电站。

场址区域地理位置位于宁夏回族自治区青铜峡市牛首山内，总体地形西北高东南低，地貌属黄土丘陵、源梁地貌，主要由缓坡丘陵、洪积扇、风沙地等组成。地表分布有耐旱植物。较有利于布置大型光伏电站。

场址区 50 年超越概率 10% 的地震动峰值加速度为 0.2g，地震动反应谱特征周期为 0.40s，相对应的地震基本烈度为Ⅷ度。场址区属构造基本稳定区。

场址区地层自上而下分为三层：①层为第四系风积黄土状 (Q_4^1)，呈土黄色，具有干燥，具空隙，具垂直节理，上部长有零星耐寒植物，下部密实，夹有角砾，具湿陷性特点。厚度 1m-2m。②层为第三系红土层 (N)。岩性为橙黄色或红色粘土。粘土中偶见直径 0.5cm、圆度极好的石英小砾及橙红色钙质结核，仅局部出露。③层为奥陶系中统平凉组 (O_{2P}) 灰岩，灰黑色薄—中厚层状灰岩，受各种构造影响，区内岩石破碎，扭曲。层厚 > 10m。场址区不存在滑坡、泥石流等不良物理地质现象。

场址区推测地下水类型为基岩裂隙水及孔隙性潜水，地下水埋深约 10m-15m。场址区存在季节性冻土，最大季节性冻土深度为地面以下 0.9m。

工程重要性等级为二级，场地基本设防烈度为Ⅷ度，地形地貌简单，地下水对工程基本无影响；场地属干旱区，地基土含水量 $w < 10\%$ ，场地环境类别为 III 类。场址地基土为弱盐渍土—中盐渍土，地基土对混凝土和钢筋混凝土中的钢筋具中等腐蚀性，应采取必要的防腐措施。考虑到冻土和盐渍土的特殊危害性，及现场黄土状粉土的覆盖厚度，可将①层下部（深部 >> 20m）或③层灰岩作为地基持力层。

4.2 结论与建议

4.2.1 结论

- 1) 场址区地质构造基本稳定，可作为光伏电站的工程场地。
- 2) 场区建（构）筑物较轻，各建（构）筑物基础可按采用天然地基考虑。

3) 本区地震峰值加速度为 0.10g, 对应的基本地震烈度为 VII 度, 特征周期值为 0.45s。

4) 本工程场地为中等复杂场地, 地基等级为中等复杂地基。

5) 场内标准冻土深度为 1.20m。

6) 初步查明区内无不良地质作用分布。

4.2.2 建议

建议业主下阶段尽快组织场区的工程勘察工作, 进一步查明场区地质情况, 并确认场区下部是否压覆矿床。

5. 并网光伏发电系统设计及发电量估算

并网光伏发电主要由太阳能电池阵列、并网逆变器、输配电系统和远程监测系统组成, 包括太阳能电池组件、直流电缆及汇流箱、并网逆变器、交流配电、升压设备等, 其中, 太阳能阵列到并网逆变器的电气部分成为光伏发电系统。

5.1 太阳能光伏发电系统的分类及构成

太阳能光伏发电系统按与电力系统关系分类, 通常分为独立太阳能光伏发电系统和并网太阳能光伏发电系统。并网太阳能光伏发电系统是与电力系统连接在一起的光伏发电系统, 一般分为集中式和分散式两种, 集中式并网电站一般容量较大, 通常在几百千瓦到兆瓦级以上, 而分散式并网系统一般容量较小, 在几千瓦到几十千瓦。本工程属于集中式大型并网光伏电站。并网太阳能光伏发电系统不设蓄电池, 减少了蓄电池的投资与损耗, 也间接减少了处理废旧蓄电池产生的污染, 降低了系统运行成本, 提高了系统运行和供电的稳定性, 是太阳能发电发展的最合理和最经济的方向。

在集中式并网光伏电站中, 太阳能通过太阳能电池组成的光伏阵列转换成直流电, 经过三相逆变器 (DC-AC) 转换成电压较低的三相交流

电，再通过升压变压器转换成符合公共电网电压要求的交流电，并直接接入公共电网，供公共电网用电设备使用和远程调配。

本工程光伏发电系统主要由太阳能电池阵列、逆变器及升压系统三大部分组成，其中太阳能电池阵列及逆变器组合为发电单元部分。

5.2 太阳能电池组件选择

太阳能电池组件的选择应在技术成熟度高、运行可靠的前提下，结合电站周围的自然环境、施工条件、交通运输的状况，选用行业内的主导太阳能电池组件类型。根据电站所在地的太阳能资源状况和所选用的太阳能电池组件类型，计算光伏电站的年发电量，选择综合指标最佳的太阳能电池组件。

5.2.1 太阳能电池类型的选择

商用的太阳能电池主要有以下几种类型：单晶硅太阳能电池、多晶硅太阳能电池、非晶硅太阳能电池、碲化镉电池、铜铟硒电池等。上述各类型电池主要性能如表 5.1 所示。

表 5.1 各类电池主要性能对比表

电池种类	晶硅类		薄膜类		
	单晶硅	多晶硅	非晶硅	碲化镉	铜铟硒
商用效率	14%~17%	13%~15%	5%~7%	5%~8%	5%~8%
实验室效率	24%	20.3%	12.8%	16.4%	19.5%
使用寿命	25 年	25 年	25 年	25 年	25 年
组件层厚度	厚层	厚层	薄层	薄层	薄层
规模生产	已形成	已形成	已形成	已形成	已证明可行
环境问题	中性	中性	中性	有（使用镉）	除使用镉外 为中性
能量偿还时间	2~3 年	2~3 年	1~2 年	1~2 年	1~2 年
主要原材料	中	中	丰富	镉和碲化物 都是稀有金属	铟是昂贵的 稀有金属
生产成本	高	较高	较低	相对较低	相对较低
主要优点	效率高 技术成熟	效率较高 技术成熟	弱光效应好 成本较低	弱光效应好 成本相对较低	弱光效应好 成本相对较低

根据上表可知，晶硅类太阳能电池由于制造技术成熟、产品性能稳定、使用寿命长、光电转化效率相对较高的特点，被广泛应用于大型并网光伏电站项目。非晶硅薄膜太阳能电池尽管转化效率相对较低、占地面积较大，但其成本亦较晶硅类太阳能电池低，且在弱光条件下性能好于晶硅类太阳能电池。因此，其在兆瓦级太阳能光伏电站的应用中具备一定的竞争力。而碲化镉、铜铟硒电池则由于原材料剧毒或原材料稀缺性，其规模化生产受到限制。

晶硅类电池分为单晶硅电池和多晶硅电池。两种电池最大的差别是

单晶硅电池的光电转化效率略高于多晶硅电池，也就是相同功率的电池组件，单晶硅电池组件的面积小于多晶硅电池组件的面积。两种电池组件的电性能、寿命等重要指标相差不大，在工程实际应用过程中，无论单晶硅还是多晶硅电池都可以选用。但单晶硅组件的价格比多晶硅组件的价格高 10% 左右。

随着市场的发展，由于制造工艺相对简单、成本低、不需要高温过程等特点，非晶硅薄膜电池所占的市场份额逐渐增加，同时在金融危机的大背景下，国内各电池生产厂商之间的竞争也日趋激烈，市场价格不断下降。根据目前最新市场价格，已有非晶硅薄膜电池生产厂商报出了 6 元 / W 户的价格，多晶硅电池市场上也出现了 8.8 元 / wP 的价格。根据这两个价格，本工程对采用多晶硅太阳能电池与非晶硅太阳能电池固定式安装做初步比较如下：

根据上表可知，晶硅类太阳能电池由于制造技术成熟、产品性能稳定、使用寿命长、光电转化效率相对较高的特点，被广泛应用于大型并网光伏电站项目。非晶硅薄膜太阳能电池尽管转化效率相对较低、占地面积较大，但其成本亦较晶硅类太阳能电池低，且在弱光条件下性能好于晶硅类太阳能电池。因此，其在兆瓦级太阳能光伏电站的应用中具备一定的竞争力。而蹄化镉，铜铟硒电池则由于原材料剧毒或原材料稀缺性，其规模化生产受到限制。

晶硅类电池分为单晶硅电池和多晶硅电池。两种电池最大的差别是单晶硅电池的光电转化效率略高于多晶硅电池，也就是相同功率的电池组件，单晶硅电池组件的面积小于多晶硅电池组件的面积。两种电池组件的电性能、寿命等重要指标相差不大，在工程实际应用过程中，无论单晶硅还是多晶硅电池都可以选用。但单晶硅组件的价格比多晶硅组件

的价格高 10% 左右。

随着市场的发展，由于制造工艺相对简单、成本低、不需要高温过程等特点，非晶硅薄膜电池所占的市场份额逐渐增加，同时在金融危机的大背景下，国内各电池生产厂商之间的竞争也日趋激烈，市场价格不断下降。根据目前最新市场价格，已有非晶硅薄膜电池生产厂商报出了 6 元 / W_p 的价格，多晶硅电池市场上也出现了 8.8 元 / W_p 的价格。根据这两个价格，本工程对采用多晶硅太阳能电池与非晶硅太阳能电池固定式安装做初步比较如下：

表 5.2 多晶硅太阳能电池与非晶硅太阳能电池固定式安装对比表

	多晶硅电池	非晶硅电池
电池价格 (元/ W_p)	9.0	6
10MW _p 电池价格 (万元)	9000	6000
阵列占地面积 (万 m^2)	28	67
汇流箱费用 (万元)	200	550
阵列、汇流箱安装费用 (万元)	120	450
电缆及安装费用 (万元)	210	750
逆变设备及安装 (万元)	2400	2400
升压设备及安装 (万元)	750	750
建筑工程费用 (万元)	2900	5300
其他费用 (万元)	1200	1500
主要项目合计 (万元)	16780	17700

注：1. 表中土地费用按无偿划拨考虑；

2. 表中数据仅为初步估算。

根据表 5.2 可见，当多晶硅电池组件和非晶硅电池组件价格分别为 8.8 元 / W_p 和 6 元 / W_p 时，采用多晶硅电池组件比采用非晶硅电池组件主要项目总投资费用低约 1120 万元（人民币），但是，若考虑非晶硅薄膜电池的弱光效应带来的发电量增加（约 5%），则其最终电价应基本

能与多晶硅电池持平。

综合各种因素，当最终电价基本持平时，考虑到多晶硅电池成熟度较高，国内外均有较大规模应用的实例，而非晶硅薄膜电池技术成熟度相对较差，国内目前尚无大规模应用实例，经与业主沟通，本工程拟选用 30MWp 多晶硅电池组件。

5.2.2 太阳能电池组件的选择

太阳能电池组件是太阳能光伏发电系统的核心部件，其各项参数指标的优劣直接影响着整个光伏发电系统的发电性能。表征太阳能电池组件性能的各项参数为：标准测试条件下组件峰值功率、最佳工作电流、最佳工作电压、短路电流、开路电压、最大系统电压、组件效率、短路电流温度系数、开路电压温度系数、峰值功率温度系数、输出功率公差等。

多晶硅太阳能电池组件的功率规格较多，从 5Wp 到 300Wp 国内均有生产厂商生产，且产品应用也较为广泛。由于本工程多晶硅电池装机容量为 10MWp，组件用量大，占地面积广，组件安装量大，所以设计优先选用单位面积功率大的电池组件，以减少占地面积，降低组件安装量。采用不同规格电池组件组成 10MWp 光伏电站的组件用量比较，见表 5.3。

表 5.3 不同规格电池组件用量比较表

参数 \ 方案	方案一	方案二	方案三
组件峰值功率(Wp)	175	230	280
串联数量(块)	26	21	17
1MW _p 子方阵 并联数量(路)	232	218	220
1MW _p 子方阵 组件数量(块)	6032	4578	3740
10MW _p 方阵 组件数量(块)	54288	41202	33660

由表 5.3 比较可以得出：

采用 230W_p 组件和 280W_p 组件组成 9MW_p 光伏阵列所使用的组件数量均较少，组件数量少意味着组件间连接点少，施工进度快；且故障几率减少，接触电阻小，线缆用量少，系统整体损耗相应降低。

另外，通过市场调查，国内主流厂商生产的多晶硅太阳能组件应用于大型并网光伏发电系统的，其规格大多数均在 150W_p 到 300W_p 之间，在这个区间范围内，市场占有率比较高的几家厂商所生产的并网型多晶硅太阳能组件规格尤以 200W_p 到 240W_p 之间居多。综合考虑组件效率、技术成熟性、市场占有率，以及采购订货时的可选择余地，本工程初选多晶硅太阳能组件规格为 230W_p。下表为各厂家电池组件技术参数。

表 5.4 各厂家电池组件技术参数表

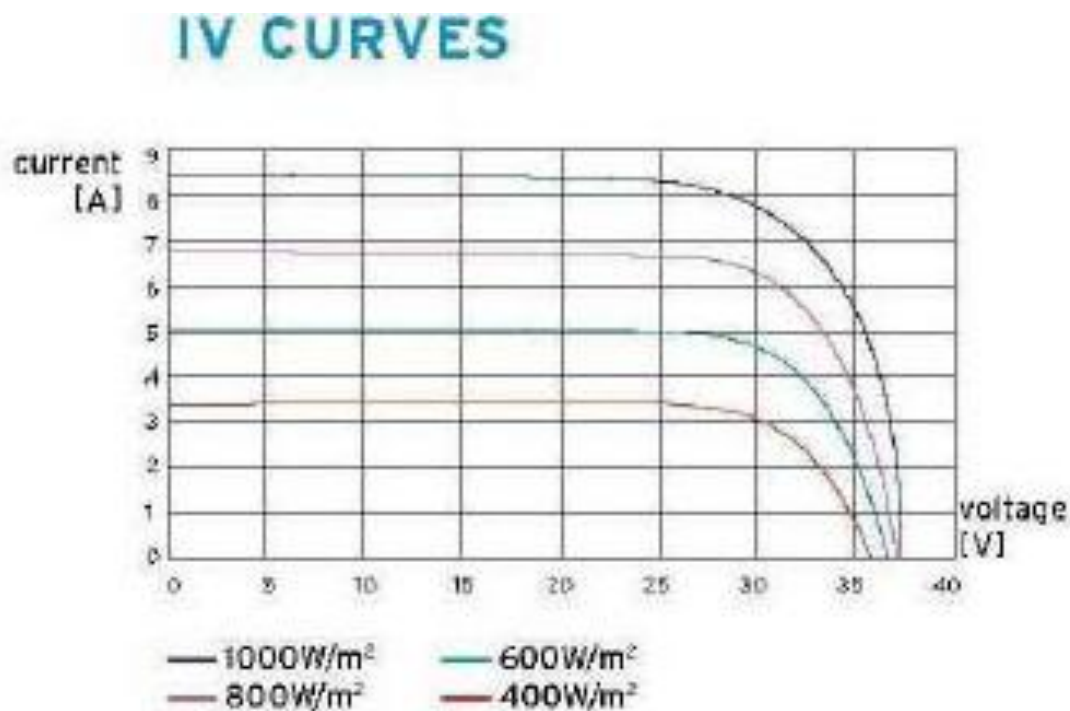
生产厂商	T 厂	Y 厂	L 厂	J 厂
电池组件型号规格	TSM-PC05	YL230P-29b	LN230P-230	JAP6-230
标准测试条件下峰值功率 (Wp)	230	230	230	230
最佳工作电流 (Imp)	7.72	7.8	7.55	7.67
最佳工作电压 (Vmp)	29.8	29.5	30.54	30
短路电流 (Isc)	8.37	8.4	8.11	8.59
开路电压 (Voc)	37.2	37	37.08	36
最大系统电压 (V)	1000	1000	1000	1000
组件效率 (%)	14.1	14.1	14.07	14.1
填充因子	0.74	0.74	0.75	0.74
短路电流温度系数 (%/K)	0.05	0.06	0.07	0.035
开路电压温度系数 (%/K)	-0.35	-0.37	-0.36	-0.351
峰值功率温度系数 (%/K)	-0.45	-0.45	-0.45	-0.47
输出功率公差	±3%	±3%	±3%	±3%
组件尺寸 (mm)	1650×992×46	1650×990×50	1652×992×50	1650×992×34.7
重量 (kg)	19.5	19.8	20.5	19.5

表 5.4 为几家厂商所生产的 230Wp 多晶硅太阳能电池组件各项技术参数比较。

由表 5.4 可见,各厂家生产的 230Wp 多晶硅电池组件尺寸及重量均差异不大,但组件效率有所差别,相应的价格也有区别。综合考虑组件的价格和效率,本工程可研设计阶段暂按、L230P-29b 型多晶硅电池组件考虑。在工程实施时,应就电池板抵抗恶劣条件的能力对厂家提出具体要求。

YL230P-29b 型多晶硅电池组件各项性能指标如下，其特性曲线见图 5.1.

图 5.1. YL230P-29b 型多晶硅电池组件特性曲线



标准测试条件下峰值功率：230Wp

最佳工作电流：7.8A

最佳工作电压：29.5V

短路电流：8.4A

开路电压：37V

工作温度：-40℃—+850C

最大系统电压：1000V

组件效率：14.1%

短路电流温度系数：0.06%/K

开路电压温度系数：-0.37%/K

峰值功率温度系数：-0.45%/K

组件尺寸：1650 mmx990 mmx50mm

重量：19.8kg

5.3 太阳能电池阵列的安装设计

5.3.1 太阳能电池阵列的安装形式选择

在光伏发电系统的设计中，光伏组件方阵的安装形式对系统接收到的太阳总辐射量有很大的影响，从而影响到光伏供电系统的发电能力。光伏组件的安装方式有固定安装式和自动跟踪式两种型式。自动跟踪系统包括单轴跟踪系统和双轴跟踪系统。单轴跟踪（东西方位角跟踪和极轴跟踪）系统以固定的倾角从东往西跟踪太阳的轨迹，双轴跟踪系统（全跟踪）可以随着太阳轨迹的季节性位置的变换而改变方位角和倾角。

对于自动跟踪式系统，其倾斜面上能最大程度的接收的太阳总辐射量，从而增加了发电量。经初步计算，若采用水平单轴跟踪方式，系统理论发电量可提高 15%--20%，若采用极轴跟踪方式，系统理论发电量可提高 25%--30%，若采用双轴跟踪方式，系统理论发电量可提高 30%-35%。然而系统实际工作效率往往小于理论值较大，其原因有很多，例如：太阳能电池板间的相互投射阴影，跟踪支架运行难于同步等。

根据已建工程调研数据，若采用斜单轴跟踪方式，系统实际发电量可提高约 18%，若采用双轴跟踪方式，系统实际发电量可提高约 25%。在此条件下，以固定安装式为基准，对 1MWp 光伏阵列采用三种运行方式比较如下表所示。

	固定安装式	斜单轴跟踪方式	双轴跟踪方式
发电量（%）	100	118	125
占地面积（万 m ² ）	2.2	4.6	4.9
支架造价	1.2 元/Wp	3 元/Wp	5 元/Wp

支架费用 (万元)	120	300	500
估算电缆费用 (万元)	240	400	420
直接投资增加百分比 (%)	100	115	124
运行维护	工作量小	有旋转机构, 工作量较大	有旋转机构, 工作量更大
支撑点	多点支撑	多点支撑	单点支撑
抗大风能力	迎风面积固定, 抗风 交差	风速太高时可将 板面调至水平, 抗风较好	风速太高时可将 板面调至水平, 抗风较好

由表中数据可见, 固定式样与自动跟踪各有优点, 固定式初始投资较低, 且支架系统基本免维护; 自动跟踪式初始投资较高、需要一定的维护, 但发电量较倾角最优固定相比有较大的提高 (发电量提高的比例高于直接投资增加的比例), 假如不考虑后期维护工作增加的成本, 采用自动跟踪式运行的光伏电站单位电度发电成本将有所降低。若自动跟踪式支架造价能进一步降低, 则其发电量增加的优势则更加明显; 同时, 若能较好解决阵列同步性及减少维护工作量, 则自动跟踪式系统相对固定安装式系统将更有竞争力。

斜单轴跟踪式系统发电量增加百分比与直接投资增加百分比的比值高于双轴跟踪式系统, 经济性明显好于双轴跟踪系统和固定安装式系统, 但由于本工程规模较大, 考虑自动跟踪系统自动化程度, 缺乏在场址区特殊的气候环境下的实际应用的可靠性验证, 在沙尘天气时, 其传动部件会发生沙尘颗粒侵入, 增加了故障率。因此, 本工程采用固定安

装运行方式加斜单轴跟踪运行方式。

5.3.2 电池阵列最佳倾角计算

太阳总辐射等于直接辐射与散射辐射之和。而倾斜安装的太阳能电池组件表面上所接收到的辐射量包括接辐射、散射辐射及地面反射分量。本工程项目计算光伏电池方阵最佳倾角以全年接受太阳能辐射量最大为目标，在 $0^{\circ} \sim 90^{\circ}$ 范围按 1° 间隔加密进行编程计算，计算出不同角度下辐射量的总值，确定以接受最大辐射量角为光伏电池阵列最佳倾角。

- 根据吴忠气象资料水平面太阳辐射月总量，计算出每月日出水平面太阳辐射量。

$$\bar{H} = \frac{H}{N} = \frac{\text{水平面太阳副月总量}}{\text{对应月份天数}} \quad (1)$$

- 根据公式 (2) 计算出代表日太阳赤纬角。

$$\delta = 23.45 \sin \left[360 \times \frac{248 + n}{365} \right] \quad (2)$$

式中：n——代表日从元旦之日算起的天数（天）

- 根据公式 (3)、(4) 计算出日出日落时间及太阳日照时间

$$\cos \omega = \operatorname{tg} \varphi \operatorname{tg} \delta \quad (3)$$

式中 φ ——为当地地理纬度。

式中 ω 可取正、负两个解，其中负值对应日出角，正值对应日落时角，由此即可推断出当天日出、日落的具体时刻（用当地太阳，即当地太阳在正南上空为正中午 12 时）。由于日出和日落相对于当日正午是等时间间隔的，而地球每小时自传 15° ，由此计算出当天的太阳日照时数 N。

$$N = \frac{2|\omega_0|}{15} = \frac{2}{15} \arccos(-\operatorname{tg}\varphi \operatorname{tg}\delta) \quad (4)$$

- 光伏电池阵列正南放置，根据吴忠 30 年气象资料查出水平面每日直接辐射量总辐射比例，假设每天辐射量按余弦规律分布，如下图所示：

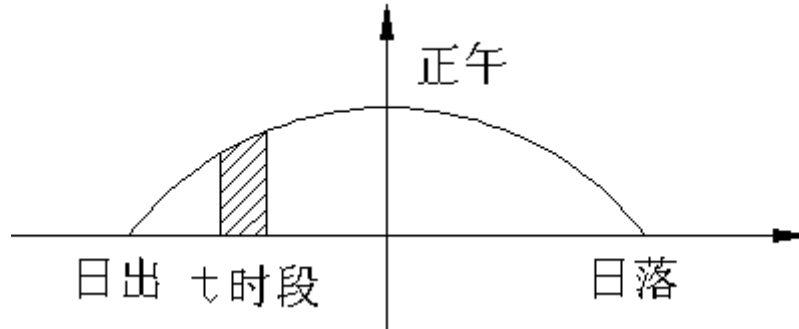


图 1：太阳每天辐射量余弦分布图

$$\bar{H}_{\text{时}} = \frac{\pi H}{2N} \cos[\pi(\tau_0 - 12)/N] \quad (5)$$

式中：N——当天的日照时数。

根据（5）计算出日每一时段所对应的辐射量，分别计算出这一时段内直接辐射量 $\bar{H}_{\text{时Z}}$ 和散射辐射量 $\bar{H}_{\text{时S}}$ 。

- 根据公式（6）（7）（8）计算得到光伏阵列倾斜面上的直接辐射量、散射辐射量和反射辐射量

$$\bar{H}_{\text{斜Z}} = \bar{H}_{\text{时Z}} \bar{R}_{b,h} \quad (6)$$

$$\bar{H}_{\text{斜S}} = \bar{H}_{\text{时S}} \times \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (7)$$

$$\bar{H}_{\text{斜F}} = \bar{H}_{\text{时}} \times \frac{1 - \cos \beta}{2} \times \rho \quad (8)$$

式中： $\bar{H}_{\text{斜Z}}$ ——倾斜面上直接辐射量（kWh/m²）；

$\bar{R}_{b,h}$ 为倾斜面上和水平面上时直接辐射的比值，根据公式（9）进行

计算。对于向南的倾斜面

$$\bar{R}_{b,h} = \frac{\frac{\pi}{12} \sin(\varphi - \beta) \sin \delta + \cos(\varphi - \beta) \cos \delta \sin 15^\circ}{\frac{\pi}{12} \sin \varphi \sin \delta + \cos \varphi \cos \delta \sin 15^\circ} \quad (9)$$

$\bar{H}_{斜S}$ —— 倾斜面上散射辐射量 (kWh/m²);

$\bar{H}_{斜F}$ —— 倾斜面上反射辐射量 (kWh/m²);

ρ —— 地面反射率 (查表)

根据上式求出的 $\bar{H}_{斜Z}$ 、 $\bar{H}_{斜S}$ 、 $\bar{H}_{斜F}$ 求和, 即为这一时刻此倾角太阳总辐射量, 依次计算全天日照时所对应每一时刻的太阳总辐射量并且相加即为该天太阳能辐射量。通过以上计算程序建立寻优数学模型, 编程对每一倾角下太阳能辐射量进行试算, 得出全年获得辐射量最大的角度即为光伏阵列最佳倾角。通过计算, 该并网光伏电站光伏阵列安装最佳倾角为当地纬度 35°。

5.4 逆变器的选择

5.4.1 逆变器的技术指标

对于逆变器的选型, 主要以以下几个指标进行比较:

(1) 逆变器输入直流电压的范围: 由于太阳能电池组串的输出电压随日照强度、天气条件及负载影响, 其变化范围比较大。就要求逆变器在能够在较大的直流输入电压范围内正常工作, 并保证交流输出电压稳定。

(2) 逆变器输出效率: 大功率逆变器在满载时, 效率必须在 90% 或 95% 以上。中小功率的逆变器在满载时, 效率必须在 85% 或 90% 以上。即使在逆变器额定功率 10% 的情况下, 也要保证 90 (大功率逆变器) 以上的转换效率。

(3) 逆变器输出波形: 为使光伏阵列所产生的直流电经逆变后向公共

电网并网供电，就要求逆变器的输出电压波形、幅值及相位等与公共电网一致，以实现向电网无扰动平滑供电。所选逆变器应输出电流波形良好，波形畸变以及频率波动低于门槛值。

(4)最大功率点跟踪：逆变器的输入终端电阻应自适应于光伏发电发电系统的实际运行特性。保证光伏发电系统运行在最大功率点。

(5)可靠性和可恢复性：逆变器应具有一定的抗干扰能力、环境适应能力、瞬时过载能力及各种保护功能，如：过电压情况下，光伏发电系统应正常运行；过负荷情况下，逆变器需自动向光伏电池特性曲线中的开路电压方向调整运行点，限定输入功率在给定范围内；故障情况下，逆变器必须自动从主网解列。

(6) 监控和数据采集：

逆变器应有多种通讯接口进行数据采集并发送到远控室，其控制器还应有模拟输入端口与外部传感器相连，测量日照和温度等数据，便于整个电站数据处理分析。

逆变器主要技术指标还有：额定容量，输出功率因数，额定输入电压、电流，电压调整率，负载调整率，谐波因数，总谐波畸变率，畸变因数，峰值因数等。

5.4.2 逆变器的选型

(1)通过对逆变器产品的考察，现对美国 Power-one 330kW、合肥阳光 250kW, 500kW 逆变器产品及德国艾思玛 SMA 500kW, 1000kW 逆变器做技术参数比较：

表 5.5 部分逆变器主要技术参数对比表

逆变器型号	PVI-CENTRAL 300-TL	SG250KTL	SG500KTL	SMA500	SMA1000
推荐的最大功率	354kW	275kW	550 kW	560 kW	1160 kW
绝对最大输入电压	900Vdc	880Vdc	880Vdc	900Vdc	900Vdc
MPPT 输入电压范围	465V~850V	450V~820V	450V~820V	450V~820V	450V~820V
峰值效率	97.41%	98.1%	98.5%	98.6%	98.5%
欧洲效率	97.14%	97.6%	98.3%	98.4%	98.3%
额定交流输出功率	336 kW	250kW	500 kW	500 kW	1000 kW
额定交流输出电流	648 A	534A	1070 A	1070 A	2138 A
额定交流输出电压	270Vac	270Vac	270Vac	270Vac	270Vac
额定交流频率	50 Hz	50 Hz	50 Hz	50 Hz	50 Hz
功率因数(cosφ)	>0.99	>0.99	>0.99	>0.99	>0.99
电流波形畸变率	<3% (额定 功率)	<3% (额定 功率)	<3% (额定 功率)	<3% (额定 功率)	<3% (额定 功率)

由上表比较可以看出，各厂家提供的逆变器技术参数绝对最大输入电压及 MPPT 输入电压范围相差不大，随着额定交流输出功率的增大，逆变器效率及输出电流增大。

根据逆变器厂商合肥阳光提供的资料数据，SG500KTL 500kW 型逆变器的总电流谐波含量为 A 相 1.2507%、B 相 1.2947%、C 相 1.2848%；250kW 型逆变器的总电流谐波含量为 A 相 2.54%、B 相 2.84%、C 相 2.66%，从以上数据可以看出，500kW 逆变器其谐波电流含量小于 250kW 逆变器的谐波电流含量。

另外，本工程系统容量为 30MWp，从工程运行及维护考虑，若选用单台容量小的逆变设备，则设备数量较多，会增加投资后期的维护工作量；在投资相同的条件下，应尽量选用容量大的逆变设备，可在一定程度上降低投资，并提高系统可靠性；但若是逆变器容量过大，则在一台逆变器发生故障时，发电系统损失发电量过大。因此，本工程选用容量为 500kW 的逆变器。合肥阳光的 500kW 逆变器和 SMA 的 500kW 逆

变器，两者的电气参数基本接近，而且初选的 230Wp 多晶硅电池组件均能与这两种逆变器良好匹配。但 SMA 的 500kW 逆变器相对价格较高，因此本工程选用合肥阳光的 SG500KTL 型 500kW 逆变器，各项性能指标，见表 5.6。

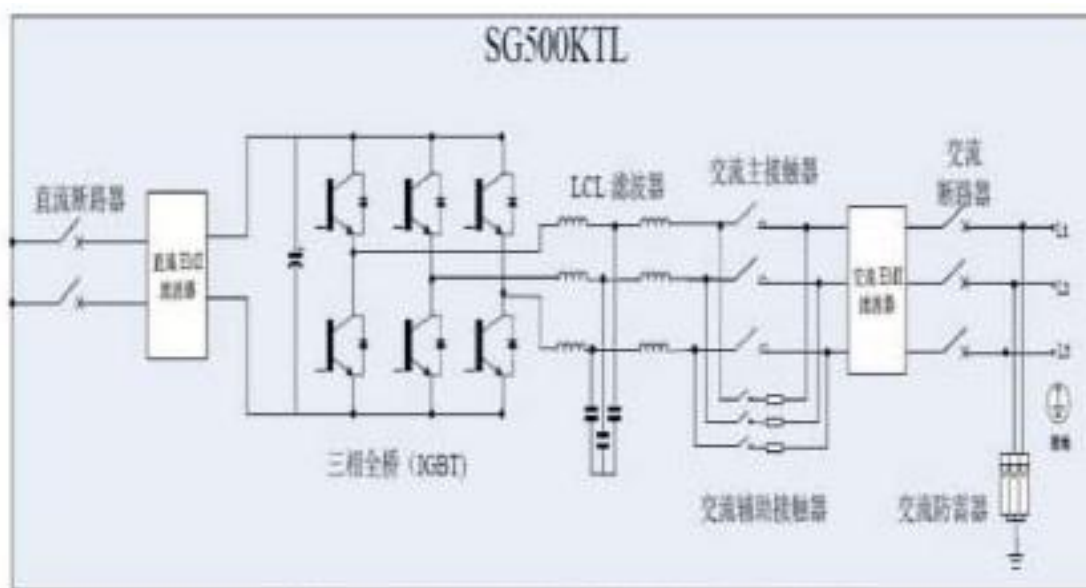
表 5.6 逆变器主要技术参数

型 号	SG500KTL
隔离方式	无变压器
最大太阳能电池阵列功率	550KWp
最大阵列开路电压	880Vdc
太阳能电池最大功率点跟踪（MPPT）范围	480Vdc~820Vdc
直流输入路数	16 路
最大阵列输入电流	1200A
额定交流输出功率	500KW
最大交流输出功率	520KW
最大交流输出线电流	1070A
总电流波形畸变率	<3%（额定功率时）
功率因数	>0.99
最大效率	98.5%
欧洲效率	98.3%
额定电网电压（三相）	（270VAC~315VAC 可选）
额定电网频率	50Hz
接入电网型式	IT 系统
夜间自耗电	<50W
自动投运条件	直流输入及电网满足要求，逆变器自动运行

断电后自动重启时间	5min(时间可调)
保护功能	极性反接保护、短路保护、孤岛效应保护、过热保护、过载保护、接地故障保护等
通讯接口	RS485
使用环境温度	-20℃~+40℃
使用环境湿度	0~95%，不结露
满功率运行的最高海拔高度	≤2000 米 (超过 2000 米需降额使用)
冷却方式	风冷
噪音	≤60dB
防护等级	IP20 (室内)
电网监控	按照 UL1741 标准
尺寸 (深×宽×高)	850×2800×2180mm
重量	1800kg

本设计选用的 SG500KTL500kW 型逆变器，其谐波电流含量小于 < 3%，满足《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定》的要求。

(2) SG500KTL 逆变器主电路结构



如上图所示，SG500KTL 并网逆变器通过三相桥式变换器，将光伏阵列输出直流电压变换为高频的三相斩波电压，通过滤波器滤波变成正弦波交流电，接着通过外置的双分裂三相干式变压器隔离升压（根据接入电网的要求，变压器另配）后并入电网发电。为了使光伏阵列以最大功率发电，在直流侧使用了先进的 MPPT 算法。

5.5 太阳能电池阵列设计

5.5.1 并网光伏发电系统分层结构

(1) 太阳能电池组串

由几个到几十个数量不等的太阳能电池组件串联起来，其输出电压在逆变器允许工作电压范围之内的太阳能电池组件串联的最小单元称为太阳电池组串。

(2) 太阳能电池组串单元

布置在一个固定支架上的所有太阳能电池组串形成一个太阳能电池组串单元。

(3) 阵列逆变器组

由若干个太阳能电池组串单元与一台并网逆变器联合构成一个阵

列逆变器组。

(4) 太阳能电池子方阵

由一个或若干个阵列逆变器组组合形成一个太阳能电池子方阵。

(5) 太阳能电池阵列

由一个或若干个太阳能电池子方阵组合形成一个太阳能电池阵列。

5.5.2 系统方案概述

本工程总装机容量为 30.719MWp，推荐采用分块发电、集中并网方案。电池组件采用 230Wp 多晶硅电池组件，固定阵列采用最佳倾角为 35 固定安装在支架上。

30MWp 太阳能电池阵列由 30 个 1MWp 多晶硅子方阵组成，每个子方阵均由若干路太阳能电池组串并联而成。每个 1MWp 太阳能电池子方阵由太阳能电池组串、汇流设备、逆变设备及升压设备构成。

5.5.3 太阳能电池阵列子方阵设计

5.5.3.1 太阳能电池阵列子方阵设计的原则

(1) 太阳能电池组件串联形成的组串，其输出电压的变化范围必须在逆变器正常工作的允许输入电压范围内。

(2) 每个逆变器直流输入侧连接的太阳能电池组件的总功率应大于该逆变器的额定输入功率，且不应超过逆变器的最大允许输入功率。

(3) 太阳能电池组件串联后，其最高输出电压不允许超过太阳能电池组件自身最高允许系统电压。

(4) 各太阳能电池板至逆变器的直流部分电缆通路应尽可能短，以减少直流损耗。

5.5.3.2 太阳能电池组件的串、并联设计

太阳能电池组件串联的数量由逆变器的最高输入电压和最低工作

电压、以及太阳能电池组件允许的最大系统电压所确定。太阳能电池组串的并联数量由逆变器的额定容量确定。

本工程所选 500kW 逆变器的最高允许输入电压 V_{dcmax} 为 880V, 输入电压 MPPT 工作范围为 450-820V. 230Wp 多晶硅太阳能电池组件的开路电压 V_{oc} 为 37V, 最佳工作点电压 V_{mp} 为 29.5V, 开路电压温度系数为 $-0.37\%/K$ 。

电池组件串联数量计算

计算公式:

$$\text{INT}(V_{dcmin}/V_{mp}) \leq N \leq \text{INT}(V_{dcmax}/V_{oc}) \dots \dots \dots$$

(5.1)

式中: V_{dcmax} — 逆变器输入直流侧最大电压;

V_{dcmin} — 逆变器输入直流侧最小电压;

V_{o} — 电池组件开路电压;

V_{mp} — 电池组件最佳工作电压;

N — 电池组件串联数。

经计算得出:

串联多晶硅太阳能电池数量 N 为: $16 < N < 23$ 。

太阳能电池组件输出可能的最低电压条件:

- a) 太阳辐射强度最小;
- b) 组件工作温度最高。

这种情况一般发生在夏季日出、日落时。

太阳能电池组件输出可能的最高电压条件:

- a) 太阳辐射强度最大;
- b) 组件工作温度最低。

这种情况一般发生在冬季中午至下午时段。

根据工程所在地及附近地区多年气象数据及太阳辐射数据，该地区多年极端最高气温为 38.2℃。夏季日出及日落时的太阳辐射强度最小，随着太阳高度角的增大，辐射强度逐渐增强。因此，本工程太阳能电池组串输出可能的最低电压校核条件确定为：辐射强度 50W/m，组件工作温度 700C。经计算，当采用 21 组串联时，多晶硅太阳能电池组串的开路电压为 532V，此电压值大于逆变器的初始工作电压 450V，逆变器可以启动。

采用辐射极高年数据，再对工程所在地区冬季多晶硅太阳能电池组件的工作环境分别进行分析，见表 5.7。

表 5.7 冬季多晶硅太阳能电池组件的工作环境参照表

冬季水平面辐射强度范围 (W/m ²)	环境最低温度 (℃)	设计取用环境最低温度 (℃)	估算组件工作温度 (℃)	组件可能达到的开路电压 (V)
0~250	-18.8	-19	-11	38.6
250~400	-16.2	-17	-4	38.9
400~500	-15.0	-16	0	38.7
500~600	-15.1	-16	4	38.2
600~700	-13.4	-14	9	38.1
700~800	-5.8	-6	21	37.1
800~900	-1.6	-2	27	36.8

注：电池组件 NOCT 温度为 46℃。

由表中数据可见，在校核条件下，当采用 21 组串联时，单个多晶硅电池组件可能达到的最高开路电压为 38.9V，此时太阳能电池组串的开路电压为 816.9V，此电压值小于逆变器的直流侧最高工作电压 880Vdc，逆变器可以正常工作。

综上所述，根据逆变器最佳输入电压以及电池板工作环境等因素进行修正后，最终确定多晶硅太阳能电池组件的串联组数为 N=21（串）。

按上述最佳太阳能电池组件串联数计算，则每一路多晶硅组件串联的额定功率容量 = 230Wp X 21 = 4830Wp。对应于所选 500kW 逆变器的

额定功率计算，至少需要并联的路数 $N=50014.83/4830=103.5$ 路，取 104 路。考虑逆变器效率及系统损失后，最终确定每个 500kW 逆变器所配多晶硅太阳能电池组串并联路数为 106 路。

5.6 太阳能电池组串单元的排列方式

一个太阳能电池组串单元中太阳能电池组件的排列方式有多种，但是为了接线简单，线缆用量少，施工复杂程度低，在以往工程计算的基础上，确定多晶硅太阳能电池组件排列方式分为如下三种，分别为：

(1) 将 2 组多晶硅太阳能电池组串（每串 21 块）每块竖向放置，排成 2 行 21 列，1MW_p 子方阵至少需要 104 个太阳能电池组串单元（方案一）；

(2) 将 1 组多晶硅太阳能电池组串（每串 21 块）每块横向放置，排成 3 行 7 列，1MW_p 子方阵至少需要 208 个太阳能电池组串单元（方案二）；

(3) 将 4 组多晶硅太阳能电池组串（每串 21 块）每块横向放置，排成 4 行 21 列，1MW_p 子方阵至少需要 52 个太阳能电池组串单元（方案三）；

组串单元排列方案见下图。

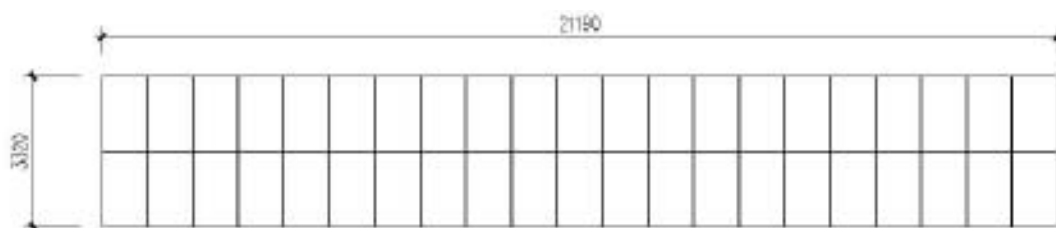


图 5.5 多晶硅太阳能电池组串单元排列方案一

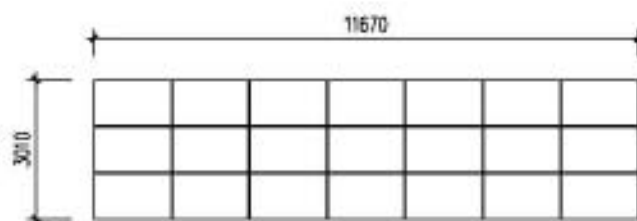
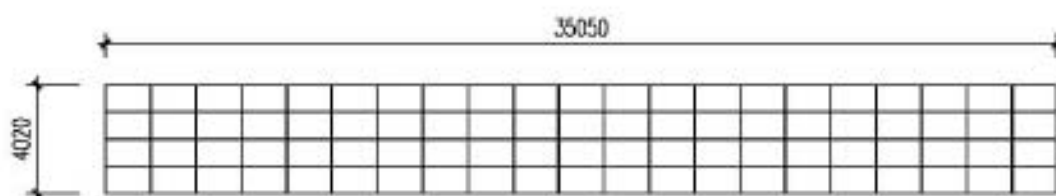


图 5.6 多晶硅太阳能电池组串单元排列方案二



斜单轴跟踪运行方式：

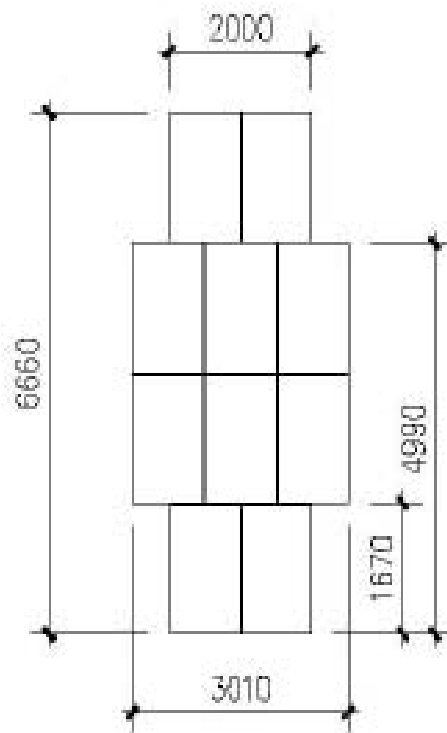
表 5.8 单轴跟踪装置参数表

承载面积	26m ²
产品型号	WXHY-26ST
跟踪精度	≤0.25°
自重	200kg
可承载重量	350kg
可承载电池板规格	230W~280W
可承载电池板数量	12片
可承载太阳能瓦数	3360W
全天跟踪驱动功耗	<0.015 kWh
单轴跟踪最大角度	60° ~ -60°
抗风能力	36m/s (12级)

图 5.7 单轴跟踪装置示意图



图 5.8 单轴跟踪装置电池板俯视图



5.7 太阳能电池阵列行间距的计算

太阳能方阵必须考虑前、后排的阴影遮挡问题，并通过计算确定方阵间的距离或太阳能电池方阵与建筑物的距离。一般的确定原则是：冬至日当天早晨 9:00 至下午 3:00 的时间段内，太阳能电池方阵不应被遮挡。计算公式如下：

光伏方阵间距或可能遮挡物与方阵底边的垂直距离应不小于 D：

$$D = \cos A \times H / \tan [\sin^{-1}(\sin(\rho \sin \delta + \cos(\rho \cos \delta) \cos h)]$$

式中：D-遮挡物与阵列的间距，M；

H-遮挡物与可能被遮挡组件底边的高度差，M；

ρ —当地纬度，deg；

A—太阳方位角，deg；

δ —太阳赤纬角，deg；

h—时角，deg.

经计算，本工程多晶硅太阳能电池阵列行间最小距离为 4.54m。

由于地形坡度的影响，每个太阳能电池组件单元之间留出 1.0m 的空间，既可作为纵向交通使用，又可使两个太阳能电池组件单元相互之间不产生影响。

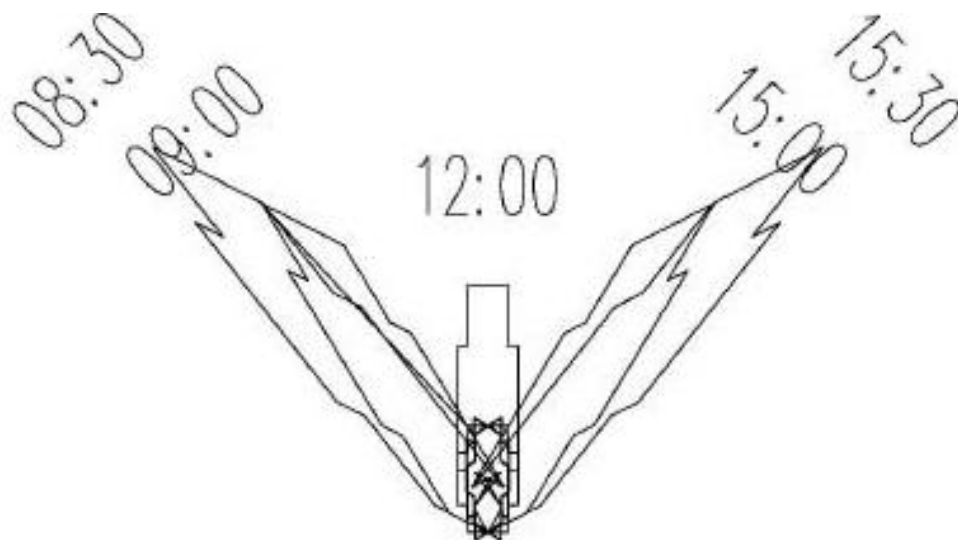
固定安装运行方式

经计算，本工程固定安装多晶硅太阳能电池阵列间距最小距离为 4.54m。

由于地形坡度的影响，每个太阳能电池组件单元之间留出 1.0m 的空间，既可作为纵向交通使用，又可使两个太阳能电池组件单元相互之间不产生影响。

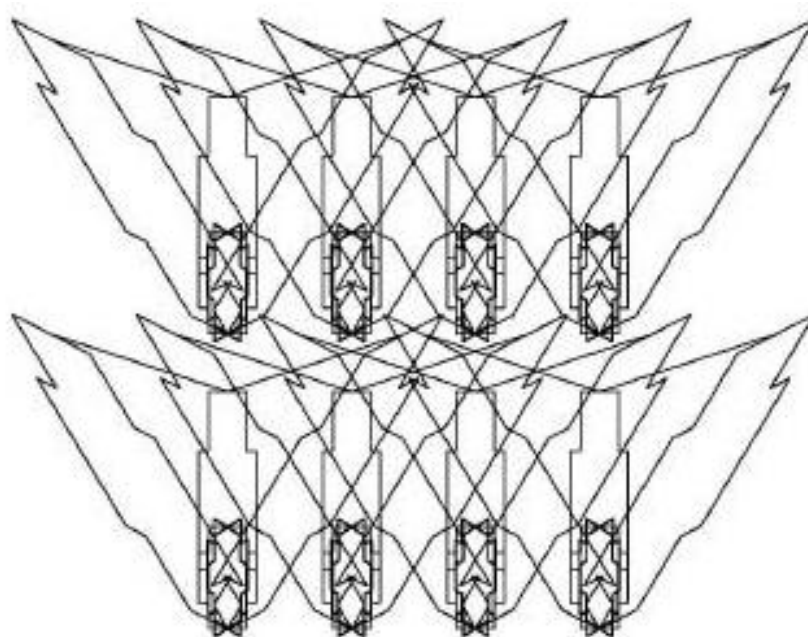
(2) 斜单轴跟踪运行方式

斜单轴跟踪运行方式阴影遮挡的确定原则，计算公式均取与固定安装运行方式相同，经计算本工程斜单轴运行方式冬至日当天早晨 8:30 至下午 15:30 的主要时间段内主要时刻阴影见下图。

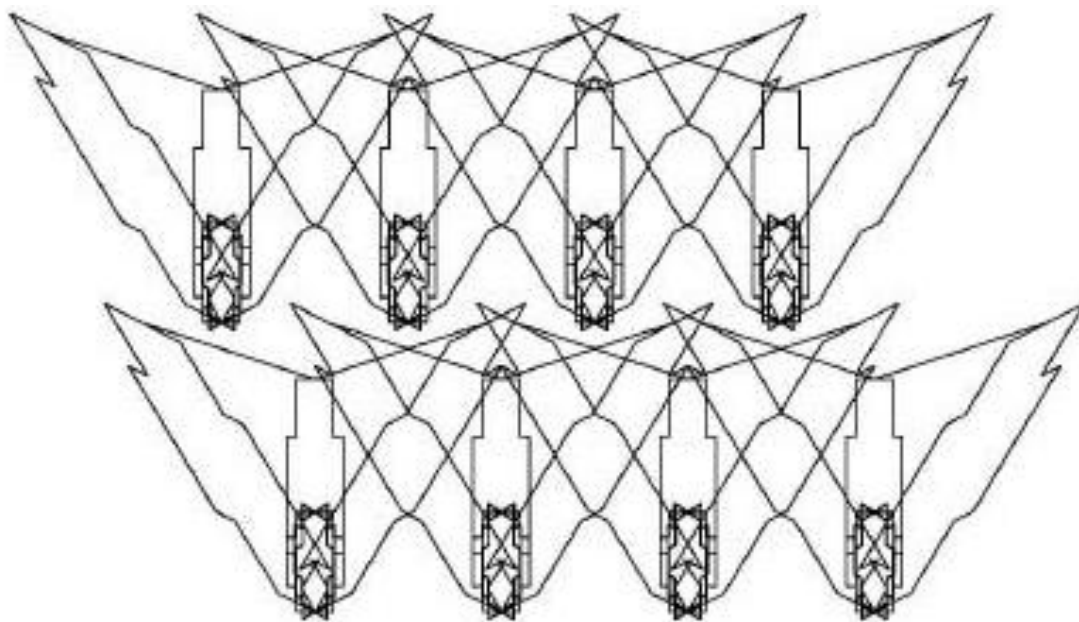


根据阴影分析的成果进行斜单轴跟踪系统阵列布置，有以下两种布置方案：

(1) 每个跟踪系统支架东西方向间距取 6.5m，南北方向间距取 15.5m，冬至日上午 9:00 至下午 15:00 的阴影分析见下图。



2) 每个跟踪系统支架东西方向间距取 10m, 南北方向间距取 15.5m, 每行间错位 5m, 冬至日上午 9:00 至下午 15:00 的阴影分析见下图



由上图可见, 以上两种布置方案在冬至日上午 9:00 至下午 15:00 各组件支架单元之间均不产生遮挡, 但如果时间选在上午 8:30 至下午 15:30 间, 则方案一、方案二均会产生明显遮挡, 这也是跟踪系统理论发电量和实际发电量差异较大的原因之一, 从节省占地和损失发电量综合考虑, 本工程斜单轴跟踪运行方式太阳能电池阵列布置间距选择方案一, 即东西方向间距取 6.5m, 南北方向间距取 15.5m。

5.7.1 逆变器室布置

(1) 固定安装电池方阵逆变器布置

本工程共 18 个 1MWp 多晶硅电池方阵, 多晶硅电池板总数量为 80136 块。

$$\text{多晶硅容量} = 80136 \times 0.23 \text{kWp} = 18431.3 \text{kWp}$$

方案一, 每座逆变器室装设 1 台 500kW 逆变器, 逆变器位于 500kWp

发电单元中心，12 个电池组串经一个汇流箱汇流后电流为 93.6A。方阵中最远汇流箱距逆变器室距离为 85m，18MWp 多晶硅电池方阵共需要 36 座逆变器室，36 台 500kVA 箱式变压器。

方案二，每座逆变器室装设 2 台 500kW 逆变器，逆变器室位于 2 个 500kWp 发电单元（一个子方阵）的中心，15 个电池组串经一个汇流箱汇流后电流为 117A。方阵中最远的汇流箱距逆变器室的距离为 140m，18MWp 多晶硅电池方阵共需要 18 座逆变器室，18 台 1000kVA 箱式变压器。

多晶硅太阳能电池组串正常工作直流电压为 619.5V，电池组件至汇流箱采用 YJV 2 X 4mm² 电缆，最长线路压降率为 0.2%，最远端汇流箱与逆变器室之间采用不同型号电缆汇流时，直流线路压降及电缆参考价格比较见下表。

序号	电缆型号	计算压降率 (方案一)	计算压降率 (方案二)	电缆价格 (万元/km)
1	YJV ₂₂ -2×25mm ²	1.89%	3.89%	5.02
2	YJV ₂₂ -2×35mm ²	1.35%	2.78%	6.84
3	YJV ₂₂ -2×50mm ²	0.95%	1.95%	8.91
4	YJV ₂₂ -2×70mm ²	0.68%	1.39%	12.66

方阵中每一路直流电压为 619.5V，线路损耗比较大，按直流线路损耗为 2% 左右控制，经济性比较后，多晶硅电池方阵汇流箱与逆变器室之间的连接为：

方案一中汇流箱至逆变器距离大于 70m，采用 YJV₂₂-2X35mm² 电缆。当汇流箱至逆变器距离小于 70m，采用 YJV₂₂-2X25mm²

方案二中当汇流箱至逆变器距离大于 115m 时，电缆采用 YJV₂₂-2 X

70mm²,当汇流箱至逆变器距离大于 85m 小于 115m 时, 电缆采用 YJV22-2 X50mm²,当汇流箱至逆变器距离小于 80m 时, 电缆采用 YJV22-2 X 35mm²

(2) 斜单轴跟踪安装方阵逆变器室布置

本工程共 12 个 1MWp 多晶硅电池方阵, 多晶硅电池板总数量为 53424 块。

$$\text{多晶硅容量} = 53424 \times 0.23\text{kWp} = 12287.5\text{kWp}$$

方案一,每座逆变器室装设 1 台 500kW 逆变器,逆变器位于 500kWp 发电单元中心, 12 个电池组串经一个汇流箱汇流后电流为 93.6A。方阵中最远汇流箱距逆变器室距离为 140m, 12MWp 多晶硅电池方阵共需要 24 座逆变器室, 24 台 500kVA 箱式变压器。

方案二, 每座逆变器室装设 2 台 500kW 逆变器, 逆变器室位于 2 个 500kWp 发电单元(一个子方阵)的中心, 12 个电池组串经一个汇流箱汇流后电流为 93.6A。方阵中最远的汇流箱距逆变器室的距离为 200m, 12MWp 多晶硅电池方阵共需要 12 座逆变器室, 12 台 1000kVA 箱式变压器。

多晶硅太阳能电池组串正常工作直流电压为 590V, 电池组件至汇流箱采用 YJV 2 X 4mm² 电缆, 最长线路压降率为 0.6%,最远端汇流箱与逆变器室之间采用不同型号电缆汇流时, 直流线路压降及电缆参考价格比较见下表。

序号	电缆型号	计算压降率 (方案一)	计算压降率 (方案二)	电缆价格 (万元/km)
1	YJV ₂₂ -2×25mm ²	1.89%	3.89%	5.02
2	YJV ₂₂ -2×35mm ²	1.35%	2.78%	6.84
3	YJV ₂₂ -2×50mm ²	0.95%	1.95%	8.91
4	YJV ₂₂ -2×70mm ²	0.68%	1.39%	12.66

方阵中每一路直流电压为 590V，线路损耗比较大，按直流线路损耗为 2%左右控制，经济性比较后，多晶硅电池方阵汇流箱与逆变器室之间的连接为：

方案一中汇流箱至逆变器距离大于 85m，采用 YJV₂₂-2X50mm² 电缆。当汇流箱至逆变器距离小于 85m，采用 YJV₂₂-2X35mm²

方案二中当汇流箱至逆变器距离大于 120m 时，电缆采用 YJV₂₂-2 X 70mm²，当汇流箱至逆变器距离大于 85m 小于 120m 时，电缆采用 YJV₂₂-2 X 50mm²，当汇流箱至逆变器距离小于 85m 时，电缆采用 YJV₂₂-2 X 35mm²。

通过对多晶硅电池方阵及逆变器室组合方案的对比，主要结论为：

a)两种组合方式均能满足线路损耗的限定要求，方案一所用电缆规格低于方案二，总电缆量也小于方案二，但经济性差别不大。方案一较方案二增加了 1 台箱式升压变电站，相应的增加了成本。

b) 方案二比方案一逆变器室数量少，使用的箱式升压变压器及相应设备数量少，减少变压器数量可以减少损耗提高系统的运行效率，且故障率小，运行管理及维护工作量小。

综上所述，本工程多晶硅电池方阵布置采用方案二，即 30.719MWp 多晶硅电池方阵按 30 座逆变器室设计，每个逆变器室安装 2 台 500kW

逆变器，每个逆变器室外安装 1 台 1000kVA 室外箱式变电站。

1MWp 多晶硅电池方阵布置图见附图 4，附图 5 所示。

5.7.2 太阳能电池阵列汇流箱设计

本工程太阳能电池阵列所用汇流箱具有以下特点：

(1) 同时可接入 6 路或 8 路输入，每回路设 10A 熔断器保护，熔断器的耐压值为 1000V；

(2) 每回路均可承受 DC900V 电压；

(3) 每回路均设有二极管防反流保护功能；

(4) 配有光伏专用高压防雷器，正负极都具备防雷功能。

5.7.3 太阳能电池阵列设计

每个多晶硅电池子方阵由 2 个 500kWp 阵列逆变器组构成。每个阵列逆变器组由 106 路太阳能电池组串单元并联而成，每个组串由 21 块太阳能电池组件串联组成。

太阳能电池组串按单元输入防雷汇流箱经埋地电缆接入直流配电柜，然后经光伏并网逆变器和交流防雷配电柜接入 35kV/0.27kV 升压变，经 35kV 升压站升压后送至当地电网。

5.7.4 光伏阵列间距的设计计算

并网光伏电站场区设计的原则是：尽量减少占地面积，提高土地利用率和光伏阵列之间不得相互遮挡。一年中冬至日太阳高度角最低，我们在设计中按照冬至上午 9：00 至下午 16：38 不遮挡为计算设计依据。

项目建设场址：北纬 $\varphi=37^{\circ} 39' 00''$ ，东经 $L_{loc}=106^{\circ} 03' 40''$ ；

太阳赤纬角 $\delta =23.4^{\circ}$

$$\tau_{\theta}=\text{北京时}+E-4(120-L_{loc})h \quad (10)$$

根据公式 (10) 计算得下午 16：38 时刻的真太阳时为下午 3：00，

可计算出时角 $\omega = 3 \times 15^\circ = 45^\circ$

计算冬至日下午 3 点（真太阳时）的太阳高度角 h

$$\sin h = \sin \varphi \sin \delta + \cos \varphi \cos \delta \cos \omega \quad (11)$$

根据公式(11)计算得到冬至日下午 16:38 的太阳高度角 $h = 16.71^\circ$

计算冬至日下午 16:38 时刻的太阳方位角 γ

$$\sin \gamma = \cos \delta \sin \omega / \cos h \quad (12)$$

根据公式（12）计算得到工程建设场址冬至日下午 16:38 时刻太阳能方位角 $\gamma = 42.65^\circ$

光伏阵列垂直净高度为 2.4m，则通过计算为了保证冬至日下午 16:38 之前光伏阵列不遮挡，则光伏阵列之间的间距 D 为： $D = 2.4m / \tan 16.71^\circ \times \cos \gamma = 5.884m$ 取整，即光伏阵列间距 D 设计为 6m。

在光伏阵列间距设计中，保证场址在冬至日下午 16:38 之前不发生遮挡，则光伏阵列一年之中太阳能辐射较佳利用范围内就不会发生阴影遮挡。因为冬至日是一年中太阳高度最低的一天，下午 16:38 之后的太阳能辐射量已经很小，利用率很低。故按冬至日 16:38 之前不遮挡设计光伏阵列间距能保证一年之中在太阳能辐射较佳利用范围内不会发生阴影遮挡。

5.8 光伏组件支架及基础设计

本项目光伏组件采用固定式与单轴跟踪两种方式。

(1) 光伏阵列支架设计

固定式支架由横向钢架等构成，钢架侧立面形式为三角形结构，钢架采用薄壁方钢制作，防锈漆防腐。多晶硅钢架纵向间距 2.90m，钢架

前后柱间距 1.60m。光伏电池组件倾角角度为 35° 。支架最低端距地面约 0.5m，支架最高端高度 2.18m。光伏电池组件与支架的连接采用螺栓连接。

单轴跟踪式支架由两个长支撑腿构成的高端和一个短支撑腿构成的低端及一根斜杆组成。电池板倾角为 36° ，斜杆长约 7.0m。电池板最低距地面 0.5m。

光伏电池组件与支架的连接采用螺栓连接。

光伏支架结构荷载及抗风计算技术参数表 5.8.1、5.8.2。

表 5.8.1 每组固定式光伏电站阵列支架荷载及抗风计算技术参数。

序号	名称	单位	规格/重量
1	每块光伏组件长度	m	1.650
2	每块光伏组件宽度	m	0.990
3	每块组件重量(kg)	kg	19.8
4	每组光伏组件南北块数	块	3
5	每组光伏组件东西块数	块	7
6	纵梁总长	m	3.01
7	檩条跨度	m	3.89
8	前后立柱间距	m	1.6
9	体形系数		1.4
10	支架高度	m	2.18
11	基本雪载	kN/m ²	0.2
12	最大风速	m/s	25

表 5.8.2 每组单轴跟踪光伏电站阵列支架荷载及抗风计算技术参数。

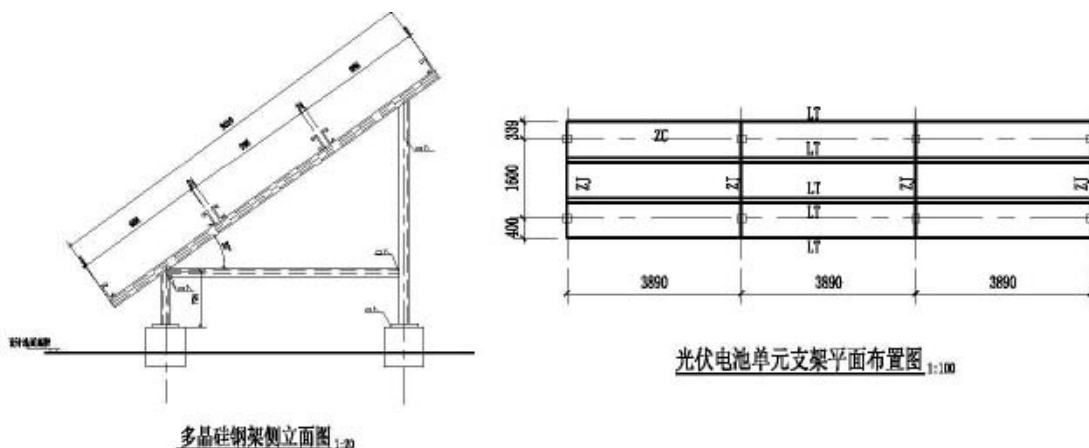
序号	名称	单位	规格/重量
1	每块光伏组件长度	m	1.650
2	每块光伏组件宽度	m	0.990
3	每块组件重量(kg)	kg	19.8
4	每组光伏组件南北块数	块	3
5	每组光伏组件东西块数	块	7
6	纵梁总长	m	3.01
7	檩条跨度	m	3.89
8	前后立柱间距	m	1.6
9	体形系数		1.4
10	支架高度	m	2.18
11	基本雪载	kN/m ²	0.2
12	最大风速	m/s	25

(2) 光伏阵列支架基础设计

根据可研阶段地勘资料，选自第①层黄土层作为地基持力层。

阵列基础采用钢筋混凝土独立基础，基础埋地深度约 0.9m，基础边长为 0.8m，高 0.30m，基础与上部支架采用锚栓连接的方式固定。

结合太阳能电池组串单元的排列方式，考虑纵向擦条、横向擦条两种受力方式，比较分析了多晶硅两种布置方式的用钢量，列于下表。计算结果表明，多晶硅纵向布置擦条用钢量较小。具体布置见下图：



单轴跟踪式支架基础根据支架形式设计为 3 个独立混凝土柱状基础，基础直径约 0.5m，高度约 0.4m。

5.9 电池组件的清洗

为保证电池发电效率，每一星期定期对组件进行清洗，如果遇到沙尘天气等恶劣气候，要随时清洗。考虑到主要是灰尘，清洗物采用清水，为了工作效率采用 2 辆清洗车清洗。

- 清洗车技术参数：
- 罐体容量 (L)：3500
- 作业速度 (km/h)：5~10
- 泵压力 (MPa)：1.5~2.5

根据电池方阵宽度为 1430m，共 45 排，清洗长度为 $1.43\text{km} \times 45 = 64.35\text{km}$ ，大约需要 8 小时，每隔 1 小时重新灌水，大约半小时，1 辆清洗车共需要 12 小时完成清洗。为了不影响发电，在早晨和傍晚共清洗 3 个小时，2 辆清洗车需要用 2 天完成。

如遇到降雪时，在降雪停止后，及时用清洗车刮擦清除组件表面积雪，将损失降到最小程度。

5.10 系统年发电量的预测

5.10.1 太阳能阵列的方位角和倾斜角

光伏阵列的方位角为正南，倾斜角为 35 度，为最佳安装角度。

5.10.2 系统发电效率分析

(1) 光伏温度因子

光伏电池的效率会随着其工作时的温度变化而变化。当他们的温度升高时，不同类型的大多数电池效率呈现降低的趋势。光伏温度因子 0.45%/度，根据统计光伏组件平均工作在高于气温 25 度下，折减因子取 97.075%。

(2) 光伏阵列的损耗

由于组件上有灰尘或积雪造成的污染，本项目所在地降水量少，多风沙，污染系数高，折减系数取 5%，即污染折减因子取 95%。

(3) 逆变器的平均效率

并网光伏逆变器的平均效率取 96%。

(4) 光伏电站内用电、线损等能量损失

初步估算电站内用电、输电线路、升压站内损耗，约占总发电量的 4%，其配电综合损耗系数为 96%。

(5) 机组的可利用率

虽然太阳能电池的故障率极低，但定期检修及电网故障依然会造成损失，其系数取 4%，光伏发电系统的可利用率为 96%。

考虑以上各种因素通过计算分析光伏电站系统发电总效率：

$$\eta = 97.075\% \times 95\% \times 96\% \times 96\% \times 96\% = 81.59\%$$

5.10.3 光伏发电系统的年上网发电量计算

根据所选工程代表年最佳倾斜面上上个月平均太阳总辐射量可得出本工程月及年峰日照小时数。

峰值日照小时数：将太阳能电池组件所在平面上某段时间中能接受到的太阳辐射量转换为 $1000\text{W}/\text{m}^2$ 条件下的等效小时数称峰值日照小时数。

若太阳能电池组件在 1h 中接收到的太阳辐射量为 $1\text{MJ}/\text{m}^2$ ，由以上峰值日照小时定义，可得：

$$1\text{MJ}/\text{m}^2\text{h}=1000000/\text{m}^2\times 3600\text{s}=1000\text{ W}/\text{m}^2$$

故若太阳能电池组件在 1h 中接收到的太阳辐射量为 $1\text{MJ}/\text{m}^2$ ，则其在 $1000\text{W}/\text{m}^2$ 条件下的等效小时数为 1/3.6h。由于太阳能电池组件的峰值功率均在 $1000\text{W}/\text{m}^2$ 条件下标定，因此采用峰值日照小时数乘以光伏电站的装机容量即为光伏电站的理论发电量（最大发电量）。

18MWp 固定安装式电池阵列峰值日照小时数及发电量统计见表 5.10-1。

12MWp 斜单轴跟踪电池阵列峰值日照小时数及发电量统计见表 5.10-2

表 5.10-1 18MWp 固定安装式电池阵列峰值日照小时数及发电量统计表

月份	多年月平均辐射量 MJ/m^2	多年月平均峰值日照小时数 (h)	月发电量 (10^4 kWp·h)	备注
1 月	513.03	142.51	209.29	
2 月	516.21	143.39	210.58	
3 月	593.60	164.89	242.16	
4 月	624.81	173.56	254.89	
5 月	662.35	183.99	270.21	
6 月	625.50	173.75	255.17	
7 月	640.49	177.91	261.29	
8 月	605.76	168.27	247.13	
9 月	553.45	153.74	225.78	
10 月	544.43	151.23	222.10	
11 月	517.31	143.70	211.05	

12 月	480.40	133.45	195.99	
合计		1559	2805.64	

经计算，得出本工程固定安装式电池阵列年上网发电量为 2805.64 万/kWh。年等效峰日照小时数为 1559h，日等效峰值日照小时数为 4.3h。

表 5.10-2 12Wp 斜单轴跟踪电池阵列峰值日照小时数及发电量统计表

月份	多年月平均辐射量 MJ/m ²	多年月平均峰值日照小 时数 (h)	月发电量 (10 ⁴ kWp·h)	备注
1 月	645.29	171.0	167.6	
2 月	643.86	172.1	168.8	
3 月	763.86	197.9	194.0	
4 月	797.80	208.3	204.2	
5 月	895.92	220.8	216.5	
6 月	835.33	208.5	204.4	
7 月	855.64	213.5	209.3	
8 月	803.82	201.5	197.9	
9 月	700.33	184.5	180.8	
10 月	703.13	181.5	177.9	
11 月	646.27	172.4	169.0	
12 月	603.20	160.1	157.0	
合计		1872.8	2247.4	

经计算，得出本工程斜单轴跟踪式电池阵列年发上网电量为 2247.4 万 kWh。年等效峰日照小时数为 1872.8h，每日的峰值日照小时数为 5.1h。

5.10.4 光伏电站全寿命上网电量计算

按光伏电站使用寿命 25 年进行电站全寿命上网电量计算见下表

年份	年上网电量 (kWh)	年份	年上网电量 (kWh)
1	50529999	14	46303854
2	50176289	15	46074172
3	49822580	16	45844489
4	49468870	17	45614807
5	49115160	18	45385125
6	48761450	19	45155443
7	48407740	20	44925761
8	48054030	21	44696078
9	47700320	22	44466396
10	47346610	23	43455796
11	46992900	24	42445196
12	46763218	25	41434596
13	46533536		
合计	1165474416		

6. 电气

6.1 电气一次

6.1.1 接入电力系统方式

根据并网光伏电站的建设规模及吴忠地区的电网现状，初步确定光伏电站升压至 35kV 后以一回 35kV 线路送至园台或者韩桥 110kV 变电站，接入系统方案待接入系统审查后确定。按经济电流密度法计算选择导线型号为 LGJ-240/20。并网光伏电站接入电力系统地理接线图见附图。

6.1.2 光伏电站厂用电

并网光伏电站的厂用负荷包括厂区的生活用电、控制室的照明电、各断路器的操作电源、升压变电所综合自动化系统装置的用电等。并网光伏电站由于具有白天发电夜晚停发的特殊性，初步确定厂用电从电网取电。根据各用电设备的容量、数量及重要性，采用预装变电站形式，初选变压器量为 315kVA，引自场区附近的 35kV 线路上。

6.2 电气二次

6.2.1 光伏监控系统

光伏监控系统主要监控布置于低压配电室内的电气设备。

6.2.1.1 监控系统结构

本工程光伏监控系统采用两层网络结构。包括站控层，间隔层。

站控层设置工程师站、操作人员工作站，可对间隔层电气设备进行监视和控制操作。站控层与升压站网络监控系统采用 100M 双以太网网络通信方式连接，实现监控系统数据的共享。同时在站控层配置两台打印机、一台可读写光盘驱动器以及一套卫星时钟接收和时钟同步系统。

间隔层设备主要包括布置在每个低压配电室内的通信管理机。配电室电气设备如逆变器、380V 配电柜、配电室直流系统等，其通信口通过于 MODBUS 协议的 RS485 总线连接成现场总线网络，接至每个低压配电室通信管理机，再经过光纤以太网送至站控层。通信管理机采集开关设备位置、工作状态等信息，对开关实施分合控制。测控单元、继电保护装置通过现场总线与通信控制器互联。通过温度计采集配电室温度，实现轴流风机的自动起停。通信控制器采用双机配置，互为备用。通信控制器通过现场总线与各测控单元通信，进行管理和协调，同时通过以太网与站级控制层互联，接受站控层的遥控信息。并且能与电厂调度系统进行信息交换。

现场总线采用单、双网结构，通信管理机下行通信物理介质采用屏蔽双绞线，通信管理机上行通信物理介质采用光纤。

6.2.1.2 监控系统功能

通过设在间隔层的测控单元进行实时数据的采集和处理。实时信息将包括：模拟量、开关量、脉冲量、温度等信号。它来自温度计、每一

个电压等级的 CT、PT、断路器和保护设备及直流、逆变器、调度范围内的通信设备运行状况信号等。微机监控系统根据 CT、PT 的采集信号，计算电气回路的电流、电压、有功、无功和功率因数等，以及低压配电室温度和轴流风机状态显示在 LCD 上。开关量包括报警信号和状态信号。对于状态信号，微机监控系统能及时将其反映在 LCD 上。对于报警信号，则能及时发出声光报警并有画面显示。电度量为需方电度表的 RS485 串口接于监控系统，用于电能累计，所有采集的输入信号应该保证安全、可靠和准确。

报警信号应该分成两类：第一类为事故信号（紧急报警）即由非手动操作引起的断路器跳闸信号。第二类为预告信号，即报警接点的状态改变、模拟量的越限和计算机本身，包括测控单元不正常状态的出现。

控制对象为低压配电室断路器、逆变器等。控制方式包括：现场就地控制：电厂控制室内集中监控 PC 操作。

6.2.2 升压站网络监控系统

网络监控系统主要监控 35kV 屋外配电装置、方阵高压配电室内设备及公用设备等。

6.2.2.1 监控系统结构

本工程升压站网络监控系统采用两层网络结构。包括站控层，间隔层。

站控层设置工程师站、操作人员工作站，可对间隔层电气设备进行监视和控制操作。站控层与光伏监控系统采用 100M 双以太网通信方式连接，实现监控系统数据的共享。同时在站控层配置两台打印机、一台可读写光盘驱动器以及一套卫星时钟接收和时钟同步系统。

间隔层设备包括高压配电装置和高压配电室内的线路、母线、高压

升压变等测控单元。高压配电室内开关柜内设备，35kV 配电装置内设断路器、隔离开关，网络控制室直流系统等，通过电缆硬接线引至测控单元。测控单元以开关间隔为对象，直接与一次设备互连，通过 PT、CT 采集交流电流、电压等信号；通过一次设备辅助接点，采集开关设备位置、工作状态等信息，对开关实施分合控制。测控单元、继电保护装置通过现场总线与通信控制器互联。通信控制器采用双机配置，互为备用。通信控制器通过现场总线与各测控单元通信，进行管理和协调，同时通过以太网与站级控制层互联，接受站控层的遥控信息。并且能与电厂调度系统进行信息交换。

现场总线采用双网结构，测控单元下行物理介质电缆硬接线，测控单元上行通信物理介质采用光纤。

6.2.2.2 监控系统功能

通过设在现场控制层的测控单元进行实时数据的采集和处理。实时信息将包括：模拟量、开关量、脉冲量等一些其他信号。它来自每一个电压等级的 CT、PT、断路器和保护设备及直流、调度范围内的通信设备运行状况信号等。微机监控系统根据 CT、PT 的采集信号，计算电气回路的电流、电压、有功、无功和功率因数等，显示在 LCD 上。开关量包括报警信号和状态信号。对于状态信号，微机监控系统能及时将其反映在 LCD 上。对于报警信号，则能及时发出声光报警并有画面显示。

报警信号应该分成两类：第一类为事故信号（紧急报警）即由非手动操作引起的断路器跳闸信号。第二类为预告信号，即报警接点的状态改变、模拟量的越限和计算机本身，包括测控单元不正常状态的出现。

控制对象为 35kV 配电装置、各高压配电室内电气设备及公用设备等。控制方式包括：现场就地控制；电厂控制室内集中监控 PC 操作。

微机监控系统能够接收全球卫星定位系统（GPS）的标准授时信号，对各个间隔层单元、智能设备、保护装置及站级计算机等具有时钟的设备进行时钟校正。

6.2.3 计量及同期

利用 35kV 出线断路器侧 PT、CT 进行计量，设置智能电度表，以适应白天供电，夜间用电的发电方式，其出线设置计量关口。

逆变器本体内部具有同期功能，可自动投入/退出逆变器。

6.2.4 光伏专用环境检测仪



本工程在集控室屋顶装设一台光伏专用环境检测仪，可以检测温度，风速，风向，日照强度等气象参数，通过总线方式实时将数据传送到监控系统，以便运行人员进行运行方式比较和分析。

6.2.5 元件保护

升压变压器保护采用综合保护测控装置，安装在高压开关柜上。

逆变器本体配置内部保护装置。

6.2.6 直流系统

本工程网络控制室设置两套 220V/200Ah 直流系统，布置在控制室。蓄电池采用阀控铅酸蓄电池。作为开关柜操作电源，监控系统电源，事

故照明等。直流系统配有一套 UPS。

每个低压配电室设置一套 110V/80Ah 直流系统，作为线变组开关柜操作电源，保护电源、事故照明等

6.2.7 控制室布置

本工程建设一个集控室，控制室内布置监控系统操作员站、直流屏、集中监控系统、系统运动、通讯等设备。

6.3 主要电气设备选择

由于并网光伏电站所在地海拔为 1227m 左右，经计算其海拔修正系数为 1.25，因此所选电气设备内绝缘均应按此值进行修正，采用高原型产品，以保证电气设备的安全运行。

6.3.1 智能光伏防雷汇流箱

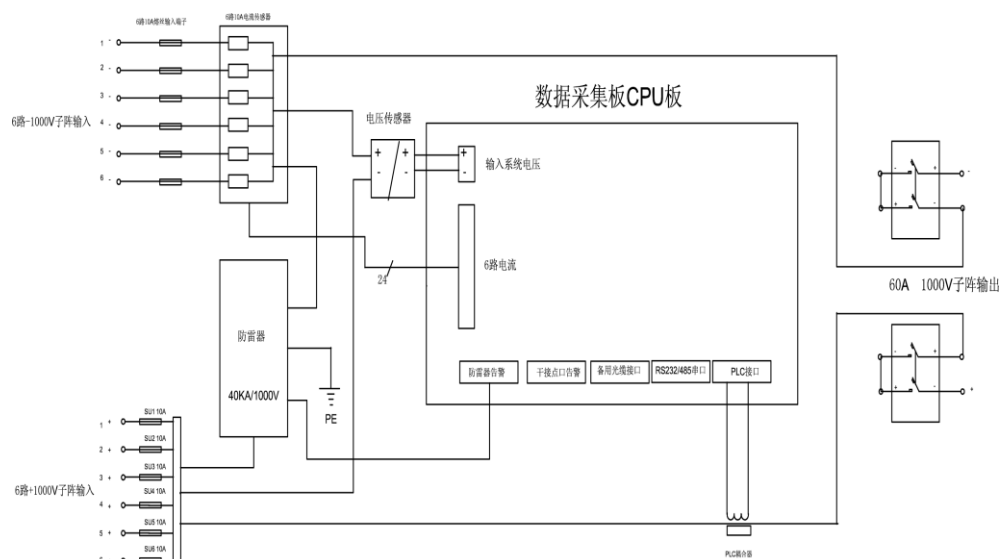
本工程采用专用智能光伏防雷汇流箱，可以针对电站发电系统提供详细的测量、监控、报警、汇流、故障定位等信息功能。

箱内每进线回路正负极均设有熔断器，每进线回路设有光伏专用过电压保护器，出线回路设有专用高压直流断路器。

进线回路熔断器可以迅速切断每一串电池板的过电流故障。进线回路过电压保护器可以防止电池板的过电压故障，且当雷击中任一电池板都可通过过电压保护器防止雷电过电压和感应过电压，迅速切除故障从而保护其他电池板。出线回路专用高压直流断路器，可作为保护和操作元件，当熔断器无法切除故障时，可切除整个汇流箱所连接的所有电池板，从而避免了事故的扩大。

智能光伏防雷汇流箱具有监控太阳能板阵故障、传输电缆故障、防雷器故障、开关运行状态等功能，且具有通信接口，方便监控系统使用。

图 6.3 智能光伏防雷汇流箱接线图



由于每台智能光伏防雷汇流箱出线均设有断路器，为节约电缆本工程采用每两个汇流箱通过电缆在端子排并接后直接接入逆变器的方式，不设置直流配电柜。

6.3.2 逆变器

通过经济技术比较，本工程选用 500kW 国产并网逆变器，与电池板配套选用 60 台逆变器。

并网逆变器内采用 270V 工频隔离变压器，输入电压直流 420~880V，输出电压交流 270V 三相四线制。逆变器输出纯正弦波电流，具有“反孤岛”运行功能和无功补偿功能，具有完善的保护和自动同期功能。每台逆变器具有良好的人机界面和监控通讯功能，以便和监控中心组成网络，实现远端监控。

6.3.3 35kV 高压柜

选用中置式开关柜 KYN_□，配真空断路器，综合保护装置安装在开关柜上。

6.3.4 380/220V 低压开关柜

选用 MNS-0.4 型抽屉柜，配智能断路器和智能仪表。

6.3.5 升压变压器

选用油浸式变压器 S10-1000/35 1000kVA, $38.5 \pm 5\%/0.4 \sim 0.23$ kV。共 30 台。

6.3.6 厂用电接线

本工程厂用电负荷主要有控制系统、生活用电等，负荷集中在生产、生活用房。从距离生产、生活用房最近的两个低压配电室各引一回 380V/220V 电源至生产、生活用房集控室内 MNS-0.4 型抽屉柜，给生产、生活用房及附近各用电设备提供电源。

6.3.7 电气设备布置

本工程共建设 30 个高压配电室及 30 个低压配电室，每个高压配电室及低压配电室布置对应 1MWp 电池方阵，每方阵设有 2 台 500MW 逆变器以及高、低压开关柜，升压变压器等设备。

本工程建设一个 35kV 总变电站，将 30 个 1MWp 电池方阵的电量升压汇总后集中到 35kV 总变电站，作为并网点。

本工程建设一座生产用房，一座生活用房，均为单层建筑，集控室设在生产用房内。

6.3.8 照明和检修

本工程采用工作照明及检修电源与厂用动力混合供电，电源取自各低压配电室 380/220V 母线。在各配电室和生产、生活用房内设有工作照明，在生产、生活用房附近设有道路照明，灯具采用节能灯具。

事故照明电源取自集控室直流屏。在生产、生活用房设有事故照明回路和灯具。方阵内高、低压配电室设自带蓄电池的照明灯具。

根据电焊机电缆卷 100 米长度，在电池板场区布置适量的检修箱便于电池板和支架的检修。在各配电室亦设有检修箱。

6.3.9 电池板吹扫和清洗

由于电池板布置在室外，会产生积尘。发电量可损失 30% 以上，为保障电池板效率，需经常清除电池板表面灰尘。由于电池板为电气设备，经常用水擦洗不安全，且会磨花电池板表面加速电池板的老化。建议对积尘进行压缩空气吹扫，也可提高劳动效率。

本工程拟采用小容量移动式空气压缩机，需将空气压缩机移动到电池板旁边，由于电池板间距为 4~5 米，采用汽车运输回转半径大，汽车自重大易压坏电池板间电缆，且移动式空气压缩机重量不大，建议采用三轮摩托车进行空气压缩机运输。

移动式空气压缩机应配有 130 米长度电缆卷，电源引自方阵内检修箱。

本工程设置检修车库，用于存放三轮摩托车、移动式空气压缩机、检修工具和备用材料等。

运行人员可根据积尘情况每周或每半月吹扫一次电池板，可保证电池板表面清洁。如有需要运行人员可再在每季度或每半年，用水清洗一次。

6.3.10 电缆设施

本工程大部分电缆采用直埋方式进行敷设，局部设电缆沟，部分采用穿管敷设。

本工程选用阻燃铜芯电缆，微机保护所用电缆选用屏蔽电缆，其余电缆以铠装电缆为主，电缆布线时从上到下排列顺序为从高压到低压，从强电到弱电，由主到次，由远到近。通讯线采用屏蔽双绞线，为抗干扰和保护通讯线，通讯线全程穿钢管。

6.3.11 电缆防火

本工程大部分为直流电缆，直流电流切断困难，易引发火灾。本工

程按电力防火规程和国家消防法规，设置完备的消防措施：所有电缆均采用阻燃电缆，电缆沟分叉和进出房屋处设防火墙，防火墙两侧电缆刷防火涂料，屏柜下孔洞采用防火隔板和防火堵料进行封堵等。

6.3.12 过电压保护

在 35kV 总变电站旁设有一座独立避雷针，保护 35kV 配电装置，电池板场区不装设避雷针。

在汇流箱内进线回路装有过电压保护器可以防止单个电池板回路直接雷和感应雷电波串至其他电池板回路，迅速释放雷电波从而保护其他电池板不受雷电波损坏。

在逆变器内交、直流侧均装设有过电压保护器，在 380V 母线装设有避雷器，在 35kV 母线装设有避雷器。可以防止雷电波入侵和操作过电压。

6.3.13 接地

本工程存在庞大的直流系统，根据国标 DL/T 5044-2004《电力工程直流系统设计技术规程》规定“4.5.5 220V 和 110V 直流系统，为提高运行的安全和可靠性，避免因一极接地或绝缘降低时断开直流电源，因此，采用不接地系统。”，本工程如果采用直流侧负极接地方式，可以提高直流系统抗过电压能力，但本工程已设有完备的过电压保护装置，且直流系统任意一点对地短路均会引起系统绝缘降低，导致逆变器跳闸造成损失。如果采用直流侧正负极均不接地方式，即使直流侧一点对地短路，也不会产生事故。考虑到每台逆变器直流侧均有大量的直流设备和直流电缆，且设备在室外运行，易产生对地短路。故本工程采用直流侧正负极均不接地方式。

全场接地网采用以水平接地体为主，辅以垂直接地极的人工复合接

地网。在每个汇流箱和配电室处设有垂直接地极，以便更好的散流。每个电池板均接至水平接地网。

水平接地体干线采用-60X8 镀锌扁钢，接地体引下线采用-50X5 镀锌扁钢，垂直接地极采用 ϕ 50 镀锌钢管。

7. 消防

7.1 消防总体设计

7.1.1 消防设计依据

设计中执行的主要消防设计规模、规程由：

- 《电力设备典型消防规程》(DL5027-93)
- 《火力发电厂与变电所设计防火规范》(GB50229-2006)
- 《水喷雾灭火系统设计规范》(GB50219-95)
- 《建筑灭火器配置设计规范》(GB50140-2005)
- 《灭火自动报警系统设计规范》(GB50116-98)

7.1.2 设计原则

贯彻“预防为主、防消结合”的方针，结合实际情况设置消防系统，加强光伏发电厂区自身的防范力量。严格遵从国家消防条例、规范进行设计，采用行之有效的防火、灭火技术，做到保障安全、方便使用、经济合理。

升压变电所总平面布置设置消防通道，保证建筑物间距满足防火规程要求。建筑物内设置疏通通道，装设事故照明、疏散标志指示灯，按规程设置消防栓、移动灭火器。

主要高压气设备选用无油化设备，耐火电缆，并注意电缆设施防火。设置火灾检测报警系统。设置全站消防水系统。建筑物结构耐火等级满足规程要求。建筑装饰时选用难燃材料。

7.2 工程消防设计

7.2.1 建筑（构）物火灾危险性分类及耐火等级

全场建筑物及构筑物在生产过程中的火灾危险性分类及最低耐火等级详见下表：

表 1：主要建（构）筑物的火灾危险性分类及最低耐火等级

序号	建（构）物名称	火灾危险性分类	耐火等级
1	宿舍、办公楼	丙	二级
2	升压站	丙	二级
3	中央开关、控制室	戊	二级
4	值班室	丙	二级

7.2.2 建（构）筑物构件的燃烧性能和耐火极限

主控楼、配电装置室及其它建筑物和承重墙均为非燃烧体，耐火极限不小于 2.5h；柱、梁、楼板均为非燃烧体，耐火极限分别不小于 2.0h、1.5h、1.0h；吊顶为难燃烧体，耐火极限不小于 0.25h。

7.3 安全疏散通道和消防通道

7.3.1 升压变电所及中央开关、控制室安全出口

安全出口不少于两个，安装防火门，门的开启方向朝疏散方向；当屋内配电装置楼的长度超过 60m 时，设置中间安全出口。

电缆隧道两端均设置通往地面的安全出口，当电缆隧道长度超过 100m 时，增加中间安全出口，其间距不超过 75m。

其他建筑物的安全疏散，均应符合国家现行相关标准进行设计。

7.3.2 建筑构件

(1) 建筑物室外疏散楼梯和每层出口平台，均采用非燃烧材料制作，平台耐火极限不小于 1.0h；楼梯的耐火极限不小于 0.25h，疏散门为乙级防火门。

(2) 控制楼室外疏散楼梯的净宽不小于 0.8m，坡度不大于 45°，楼梯杆高高度不低于 1.1m。

(3) 配电、控制室通向室内走廊的门，均采用向外开启的丙级防火门。

7.4 消防给水

本规模为 30 台双绕组变压器，容量为 1000kVA，小于《火力发电厂与变电所设计防火规范》(GB50229-96) 中规定的变压器大于 125MVA 应设水喷雾消防的要求。所以本次设计不考虑场区变压器水喷雾消防。

根据主建筑的体积大于 3000 m³ 室内外消防设置消防栓。室外消防设计用水量为 15L/S。室内消防设计用水量为 10L/S。

消防水系统采用独立的系统，有蓄水池 (150m³)、消防水泵及管网等构成。消防水泵房布置综合泵房内。泵房内设消防泵 2 台，消防稳压泵 2 台，压力罐 1 个。消防稳压泵采用变频器控制，以满足消防管网的常规压力。消防栓系统管网在主变压沿站区道路形成环路 (DN150)，在变压器附近、服务楼附近、汽车库、屋外配电装置附近设地下消防栓，管道采用焊接钢管。

7.5 消防电气

站内消防水系统电源由站内厂用变提供，厂用变设一台变压器由站外独立 35kV 系统引接。消防水系统选用 NH 耐火型电缆，电缆线槽采用金属线槽喷防火漆。

站内载中央开光、控制室、主建筑主要通道，设事故照明，事故照明正常时由交流通电供电，事故情况下失掉交流电源时由事故照明切换至直流供电。在主建筑物主要通道、服务楼主要通道设有疏散标志指示灯。

站内电缆设施主要采用电缆沟道。按有关规程、规定对电缆沟内设置电缆防火，阻燃设施；电缆敷设完成后，所以孔洞均使用防火涂料进行封堵。

7.6 通风空调系统的防火设计

站区内无空调系统，房间采用自然排烟，不设置机械排烟系统。控制室、所用电室内设置事故排风机兼作通风机使用。

7.7 消防监控系统

本工程设置一套火灾自动报警控制系统。控制系统采用总线制，报警与联动控制共线。在主控制室设置火灾报警区域控制器，火灾报警区域控制器上设有启动消防泵的后续手操；在主控制室、所用电室等处装设火灾报警探测装置，当火情发生时，火灾报警探测装置可自动向火灾报警区域控制器发出信号，火灾报警区域控制器探测到火情后，可根据预先设计好的逻辑，通过联动控制总线启动相关的联动设备，火灾报警区域控制器可显示发生火灾的区域、时间以及消防系统设备状态。在主要通道和重要场所设置声光报警设备，火情发生时，火灾报警区域控制器应能启动声光报警设备及时提醒及疏散人群。火灾自动报警控制系统具有自检功能，正常运行时，区域控制器可以对整个系统进行自诊断，当网络或探测器出现故障时，可以报警。

7.8 消防工程主要设备

7.8.1 消防水系统

表 2：消防水系统设备参数

消防水泵的性能参数	消防稳压泵的性能参数	隔膜式气压罐
-----------	------------	--------

型号：XBD6.8/30-125D/3	型号：65LG36-20X3	直径：1200mm
流量：108m ³ /h	流量：36m ³ /h	数量：1 个
扬程：60m	扬程：60m	
功率：30kW	功率：11kW	
数量：2 台	数量：2 台	

7.8.2 建（构）筑物移动灭火器设置

依据有关消防规范,在服务楼里及各类房间配置干粉或 CO2 灭火器,在主变及高压电器旁边配备推车式干粉灭火器和砂箱及消防铲。详见下表:

表 3: 移动灭火器设置表

设置位置	灭火器型号	数量 (具)
办公楼	磷酸铵盐干粉灭火器 (MF4)	10
办公楼	手提 (CO2) 灭火器 (MT7)	10
宿舍楼	磷酸铵盐干粉灭火器 (MF4)	10
宿舍楼	手提 (CO2) 灭火器 (MT7)	10
升压变电所	手提 (CO2) 灭火器 (MT7)	6
中央开关、控制室	卤代烃“1211”灭火器 (MT4)	9
变电电容器	推车式干粉灭火器 (MFT50)	2

7.8.3 设置火灾检测及报警系统

场区内设置火灾检测及报警系统 1 套。

7.9 建筑消防

建筑物结构耐火等级满足规程要求。

建筑物装修时采用难燃材料。

7.10 施工消防

施工临时建筑间设置防火通道，满足消防车通行。将危险品库布置在远离其他建筑物的区域，并设置明显标志。

施工现场设置移动式灭火器，所有安放有灭火器的位置均设有明显标志。在升压站施工现场设置消防工具架。施工单位需配有专业消防员，每天进行消防检查。施工人员进入施工现场禁止吸烟。

8. 土建工程

8.1 场区规划设计

本期建设规模为 30MWp，总占地面积为 2k m²。场区以中央主入口道路分为东西两个半区，每个半区以环状道路环绕光伏阵列划分为 15 块。场区中央主入口两侧分别设置办公区和生活区，场区北侧正对中央主道路设置升压变电站及中央开关、控制室。

8.1.1 场区道路、绿化设计

场区中央主道路宽为 7m，其余为 5m，阵列南北向道路宽 3.5m。南向距围栏 12m 种植绿化草坪，北向距围栏 16.5m 种植绿化草坪。

8.1.2 场区照明及景观设计

光伏阵列外围，道路外侧每隔 30m 设太阳能路灯一盏（高度 4m 内），光伏阵列范围内，道路两侧每隔 5m 设置太阳能脚灯一盏。

8.1.3 场区给排水设计

本工程生活用水及清洗用水取自场地内水源井。

生活区内的生活污水、废水排至室外粪池，化粪池内淤泥定期清理外运。

在场区阵列中间及南北向道路设置排水明沟，场地雨雪水以及清洗用水经明沟收集后，按照场地自然坡度由南向北排至场区北侧沉淀池，经过自然沉淀可以进行二次利用。

8.2 电站房屋建设

8.2.1 房屋规划

本电站房屋建筑由电站机房建筑和办公区建筑、生活区建筑三部分组成，其中电站机房建筑包括：一级升压室、中央控制、中压开关室等。

办公区建筑包括：备品备件间、会议室、办公室、餐厅、厨房等，生活区建筑主要是职工宿舍。

根据当地的气候条件，夏季温度不高，不需要安装空调；冬季温度偏低，需采用取暖措施。

表 4： 30MWp 并网光伏电站建筑规划表（单位：m）

生活区 职工宿舍		办公区		一级升压式 (30 座)		中央控制 中压开关室		值班室		合计	房屋类型
长	宽	长	宽	长	宽	长	宽	长	宽	(m^2)	
43.6	7.0	41.04	6.24	46.08	11.88	22.44	8.74	6.6	6.0	2895	砖混

8.2.2 房屋供暖及太阳能利用

机房采用被动式太阳房的采暖方式，即南向集热窗的采暖方式；生活用房采用主被动结合式的采暖方式，即南向集热窗，加屋顶太阳能集热器室内地面低温热水地板辐射采暖系统，并增加辅助电能加热太阳能循环用水作为辅助采暖方式。

8.2.3 阵列基础设计

太阳能电池支架基础采用混凝土现场浇筑，当场区地面平整完成后，即可根据场区平面布置定位、放线，挖坑、放置模具，校直、校平，依次浇入混凝土，在浇筑的过程中放入预埋 M20×430 的整体镀锌螺栓。螺栓上端的螺纹应用胶带包裹保护，在浇筑过程中需用震动棒震动。混凝土标号为：C30 并按规定程序养护。方阵基础符合 GB-05202-2002 的要求。

8.2.4 场区围栏

1. 围栏：长 $L=1455\text{m}$ 宽 $W=481\text{m}$
2. 围栏总长度： $(1455+481) \times 2=3872\text{m}$

围栏采用高速公路用钢丝网围栏，不挡光，运输、安装方便，价格便宜。该种围栏具有如下特点：

- 1) 采用防盗式热浸塑墨绿色钢焊接网。
- 2) 防盗钢网围栏钢焊接网的设计符合 GB/T7374-1998。
- 3) 焊接网浸塑 PE 粉，单边厚度为 $0.4 \sim 0.45\text{mm}$ ，质量符合 GB/T8226-2000 标准。

焊接网用的钢丝为 $640 \sim 800\text{H}/\text{mm}^2$ ，实际直径为 $\varphi 4.5\text{mm}$ 。

8.2.5 电站的供水、供电

(1) 电站供水设施

根据实地考察结果，考虑实际用水及光伏电站地下水水质情况，可在光伏电站的附近打机井一口，并建一座水塔，以保证工作人员及光电场的绿化用水。

(2) 光伏电站的供电

并网光伏电站的厂用负荷包括场区的生活用电、控制室的照明用电、各断路器的操作电源、升压变电所综合自动化系统装置的用电等。并网光伏电站由于具有白天发电夜晚停发的特殊性，初步确定厂用电从电网取电。根据各用电设备的容量、数量及重要性，初选厂区用电变压器一台，单台容量为 315kVA ，引自 35kV 母线上。

9. 施工组织计划

鉴于 30MWp 并网光伏电站建设项目具有投资大、占地面积大、时间紧、工程量大的特点，参与设备厂家较多，相互配合协调工作较复杂，必须精心组织，保证工程顺利实施。

9.1 施工组织实施方案

设备和安装、并网系统质量严格按照国家规范和项目合同的要求实施，保质保量地完成本项目的实施。

9.1.1 电站土建工程

土建工程包括被动式太阳能采暖机房、主动式太阳能采暖生活用房、PV 电池阵列基础、电缆沟、电站场区围栏及场地平整，必须严格按照施工图及国家有关规范、规程进行施工。

机房、生活用房为主、被动式太阳能采暖房，施工中对各个结构部件优选，以保证太阳房的采暖效果。施工顺序为：①机房、生活用房建设和方阵基础同时进行；②电缆沟、设备基础、接地系统；③并网系统建设；④电站场区围栏及场地平整。

9.1.2 设备生产、采购及运输

包括太阳能电池板、逆变器、交直流配电柜、方阵支架、防雷装置、电线电缆、通信电缆、附件材料等。

太阳能电池板应采用经 ISO-25 认证测试机构鉴定的产品。

逆变器应采用符合 IEC801-3、805-3 标准的合格产品。

交直流配电柜应按国家标准生产加工。

方阵支架应委托技术力量雄厚的加工企业按设计加工图进行加工生产，抽样检测，确保质量。

防雷装置、电线电缆、通信电缆、附件材料需采用经过国家认证检测机构测试的适合本项目国家标准的合格产品。

9.1.3 安装、测试、试运行及现场培训

光伏方阵安装和机房内设备安装同时进行。

光伏方阵安装顺序：首先对方阵基础进行校验，合格后进行方阵支

架拼接、初校、安装、调校支架使光伏组件平面平整、横竖成线、间距均匀、紧固连接螺栓、紧固牢靠光伏组件、固定接线盒、连接光伏组件之间的接线。

机房控制室安装顺序：逆变器、配电柜设备部分，设备就位，连接导线。光伏方阵与逆变器导线敷设，连通配电柜与并网电网。

进行电站控制系统功能调试、实现输电运行，调试正常后系统投入试运行。现场培训与设备安装调试工作同步进行，即电站运行操作和管理人员参与现场安装全过程，调试正常后，技术人员做操作和运行程序及注意事项示范讲解，在技术人员指导下，使操作和管理人员熟悉操作工艺和系统原理，能对电站进行正常的运行操作、管理和维护。

9.2 施工进度安排

由于本项目主要利用地面布置太阳能光伏电池板，所需房间建筑面积较小，施工周期相对短。整个工程周期为 12 个月，具体安排如下：

表 5： 施工进度的具体安排

工作内容	时间（个月）
接入系统报告及审查、环境影响评价及审查	2
设备招投标及采购	3
初步设计及施工图设计	3
土建施工	4
设备安装	4
调试	1

30MWp 并网光伏电站施工进度计划见下表：

表 6： 30MWp 并网光伏电站施工进度计划表

项 目	第一年											
	第 1 月	第 2 月	第 3 月	第 4 月	第 5 月	第 6 月	第 7 月	第 8 月	第 9 月	第 10 月	第 11 月	第 12 月

设完成后，其后续工作主要是光伏阵列的清洗、电气设备检修、以及输变线路的检修等日常工作，工作量较小，因此，维护管理人员数量拟定为 8 个人。人员配置见下表：

表 7： 岗位设置一览表

序号	岗位	数量	学历	备注
1	输变电工	1	大专以上	
2	机电维护、监控	2	大专以上	
3	光伏阵列维护	2	高中以上	
4	值班人员	1	初中以上	
5	后勤人员	1	高中以上	
6	管理人员	1	大专以上	
7	合计	8		

● 集中培训：电站运营维护等技术人员将接受为期一个月的理论教学和亲自动手实践。使这两类人员掌握电工基础供电、用电和安全知识；掌握各设备的工作原理和操作使用；学会安装、调试各个设备；学会各个设备的故障判断和故障排除；掌握设备的定期检查和登记；学会设备关键部件的更换；掌握常用电工仪表和工具的使用。

通过培训，电站运营维护等技术人员必须掌握以下知识和技能：

太阳和太阳能

太阳能电池和太阳能电池方阵工作原理及使用维护

并网逆变器的原理及使用

低压配电线路

高压输变电的原理及使用维护

高压合闸回路原理及使用维护

微机监控系统原理及使用维护

接地、防雷和防雷设备原理及使用维护

并网发电中的管理与售后服务

并网发电的安全、放到、防火

● 培训时间

对管理人员的培训，时间安排为 5 天；

对电站运营维护等技术人员的培训，时间安排为 30 天。

9.5 质量管理既安全措施

9.5.1 质量管理

● 土建工程部分

按照施工设计放线定位，严格遵守国家规范和规程，优化施工程序，进行文明施工。

——主、被动式太阳能机房及生活用房，依据放线、开挖、基础、主体、设备基础、地面、屋田、内外装饰的施工顺序，监理部门严把建筑材料、混凝土配合比、门窗料及全程施工按施工设计进行。投资商专人对工程负责技术质量现场监督。

——设备基础，校验开挖位置、深度、孔洞尺寸，保证混凝土配合比、预埋件材料及尺寸，混凝土机械振捣密实，草袋覆盖浇水养护 5 天之后，才允许上人，但仍要继续养护至 7 天，再转为自然养护 28 天。

● 并网系统部分

严格把好设备及导线器件的采购质量关，监督现场安装的质量技术，测试安装系统性能，做到无短路、断路、美观、优良。

● 设备部分

光伏组件、逆变器、交直流配电柜等的生产厂商应确保产品质量安全可靠，运输中轻装、轻放。安装中技术人员要熟悉并网系统的连接和技术要求，谨慎安放就位，精心安装并连接，文明施工。

● 避雷和接地部分

避雷设施应确保并网系统和光伏电站的运行安全，避雷范围包括并网所在系统和设备。

接地体由土建方施工完成，按设计要求进行规范施工，接地网要满足设计接地电阻的要求，设备接地应连续、贯通、牢固，确保整个系统的接地安全。

9.5.2 安全措施

所有土建及安装应统一安排协调，按照单项工程的施工安全要求，做好安全措施。设立施工安全员对工程的施工单位单项进行安全监督和安全教育，施工中设置安全标识。

并网系统高空作业应佩戴安全带。设备运输要考虑车辆及公路状况，确保人员和设备安全，要教育员工加强安全意识，谨慎驾驶，安全行驶。设备装车前要重新包装加固，撞车时应有序排放，合理分配装载量。

9.5.3 管理措施

● 内部管理

加强项目统一管理，统一组织，设立项目总负责、分项负责、单项工程负责，做到责任明确，分工细化，措施得力，是项目按照进度计划正常进行。

项目部应严格执行 ISO9000 质量管理体系进行项目管理、实施。同时抽调专人组成现场质量检查小组，以巡查、抽查的形式进行质量自检，以确保施工质量达到优良。

● 监理单位监督

总投资方须委托或通过公开招标方式确定监理单位，分别对各部

分、各项工程进行全方位、全过程的施工监理。

10. 环境影晌的评价

10.1 环境影晌初步评价

10.1.1 评价标准

《中华人民共和国环境保护法》(全国人大, 1989 年 12 月 26 日)

《中华人民共和国环境影晌评价法》(全国人大, 2002 年 10 月 28 日)

《建设项目环境保护管理条例》(1998 年 11 月 29 日国务院令第 253 号)

《生态保护法》(水土保持法、野生动物保护法、防沙治沙法)

《宁夏建设项目环境监理管理方法》(试行)

《全国生态环境建设规划》国发(1998) 36 号

《噪声污染防治条理》

《关于西部大开发中加强建设环境保护管理的若干意见》(环发【2004J4】号文)

《辐射环境保护管理导则 电磁辐射监测仪器和方法》
HJ/T10.2-1996.

《辐射环境保护管理导则 电磁辐射环境影晌评价方法与标准》
HJ/T10.3-1996.

10.1.2 环境影晌评价报告表

表 8: 30MWp 并网光伏电站环境影晌评价报告表

环境影晌项目	环境影晌评价分析
太阳能电站对社会经济的影响	牛首山 30MWp 并网光伏电站项目 25 年寿命期内年均发电量为 4661.8 万 kWh, 相当于每年大约减排二氧化碳 4.33 万吨。在整个工艺流程中, 不产生大气、水、固定废弃物等污染物和噪声污染。起到节煤增电的良好经济效益。并可节省大量运力, 发电用水和灰场占地。并网光伏电站的建设将会大大减少对周围环境的污染, 节省大量淡水资源, 特别是对缺少淡水资源的干旱地区更为重要, 还可起到利用自然可再生资

环境影响项目		环境影响评价分析
		源保护生态环境的作用。
太阳能电站对土地使用的影		牛首山并网光伏电站本期项目 30MWp 工程总占地面积 2km ² ，有效占地面积 1.1 km ² ，施工临时用地用地均在场内规划，不占用场外土地。因工程永久性占地属于荒漠戈壁，不占用耕地。光伏阵列采用固定式支架，光伏阵列区域的用地在施工期占用一年，加上恢复时间，最多占用两年，时间较短，而且在施工过程中严格按规划设计的区域、面积使用，不占用其他土地，不随便践踏、对以开挖基础的地方施工完成后及时采取恢复措施。所以对当地人民的生产、生活影响很小。
太阳能电站对自然景观的影响		光伏阵列采用固定式与斜单轴跟踪方式支架安装在牛首山南出口，距青铜峡市区约 31km 的荒漠戈壁上。光伏电站宏伟的规模和气势不仅不会破坏当地的自然景观，还会给当地增添一道亮丽的风景。在一片辽阔宏伟的隔壁草原上，排列有序的光伏阵列在蓝天、白云的映衬下，构成了一幅美丽的风景画。是科技旅游、生态旅游的好去处，可以提高牛首山地区的景观价值，增加当地的旅游收入。
电磁辐射	对当地居民身体健康的影响	一切电气设备在运行时都会产生电磁辐射，辐射源包括发电机、电动机、输电线路、变电所等。就太阳能电站而言，辐射源有逆变器、输电线路、变电所等。根据 1997 年 1 月 27 日国家环保总局颁布的《电磁辐射环境保护管理办法》中规定：变电所及输电线路电压在 100kV 以上的送电系统属电磁辐射项目，造成环境污染危害的必须依法对直接受到损害的单位或个人赔偿损失。本并网光伏电站输电线路为 35kV，光伏电站运行是会产生一定能量的电磁辐射，但其强度较低，且该电站距离居民区较远，可认为光伏电站的电磁辐射不会对其附近居民的身体健康产生危害。
	对无线电/电视的影响	通过对光伏电站附近居民的调查，我们了解到目前已经运行的光伏电站对当地的无线电、电视、广播等电器设备没有影响，且该光伏电站据居民区较远，因此认为本光伏电站不会对其附近的无线电、电视等电器设备产生影响，
污染物排放		施工期污水主要来源于施工人员的生活污水、施工机械用水等，施工期施工用水量较小，可在施工现场临时设置施工蓄水池，循环使用。施工人员的洗漱等生活污水可设一沉淀池，沉淀物定期清理外运，设置临时卫生间，粪便污水收集后集中处理，定期清理外运，严禁乱排。施工期固定废弃物要求随产生随清运并处置。
光污染		多晶硅电池组件最外层为特种钢化玻璃，这种钢化玻璃其透光率极高，达 95%以上。光伏阵列的反射光极少，不会使附近公路上正在行驶的车辆驾驶员产生眩晕感，不会影响交通安全，不会对周围工矿企业和居民造成光污染。
对草地影响		牛首山并网电站本期项目 30MWp 工程占地约 2km ² 。本次规划的光伏电站所在地的植被属荒漠植被类型，类型单一，植株稀少，土地干涸，

环境影响项目	环境影响评价分析
	植物呈现明显的旱生形态，光伏电站不会影响光伏阵列周边的植物的生长。光伏阵列具有遮阴的作用，加之光伏阵列一部分清洗水的灌溉，对草地的生态恢复有一定的帮助。

10.1.3 对主要不利影响采取的对策措施和环境保护设计

并网光伏电站的建设对环境有利影响和不利影响，为尽量减少对环境的破坏，将对主要不利影响采取以下措施。

(1) 减少占地影响的措施

- 在本项目设计中，考虑对检修道路与是公用道路进行一次性规划，施工用道路不再单独临时征用土地；

- 运输道路等尽量在现有道路的基础上布置规划，尽量减少对土地、草原的破坏、占用；

- 信号电缆和光伏电站发电系统内电力电缆的敷设均采用地下直埋方式，不再另占用土地；

- 在施工过程中严格按规划设计的区域、面积使用土地、不随便践踏、占用；

- 场外道路利用现有的简单土路面进行休整，路基均为填方路基。加宽的路基在填前首先采用推土机清楚原地表 15cm 土层及杂草木根系等，表土层分段集中堆放。场道路施工后表层剥离土地用于路基两侧植被种植土；

- 光伏阵列施工时，先将地表 15cm 土层及杂草木根系人工挖掘放置在基础外边，施工后表层剥离土就用于基础面周围植被种植土。因基础基坑体积较小采用人工开挖，以减少对场地表面的破坏。基础施工中的废弃土 60%回填于本基础，40%运至场外道路回填或回填总控制楼、变电站场地用土；

- 车辆运输等必须沿规定的道路行驶，以免造成不必要的地表破坏；
- 通过以上减少占地影响的措施，可以使本项目对土地的占用达到最小的程度，以便能有效控制占地面积，更好的保护草场。

(2) 临时占地的恢复措施

光伏电站施工结束后，应及时对施工运输机械碾压过的土地进行恢复，视影响程度，轻的可采取自然恢复，破坏较重的应采取人工措施恢复植被。使土壤疏松，选择合适的草种进行播种，减少风沙化面积。需要特别注意的是，在土地、草原恢复期间，要对恢复的地区进行隔离，尽量不要在这个区域内进行其他活动，以减少人、牲畜对草原的践踏及车辆对草原的碾压。

(3) 施工环境的保护措施

- 对工地人员进行文明施工及环保教育，环保交底，环保宣传；
- 对施工阶段生活卫生的管理，要严格执行当地环卫部门的各种规章和要求，生活废弃物要集中堆放、统一处理，在现场设置生活垃圾池及施工垃圾池，垃圾分类堆放，集中的垃圾经处理后运至环卫部门指定的垃圾堆放点进行无害化处理，保持场容场貌的整洁。
- 现场施工区域内设厕所，严禁大小便，违者罚款。
- 施工现场的材料和大模板等存放场地必须平整坚实。水泥和其他易飞扬的细颗粒建筑材料应密存放或采取覆盖等措施。施工现场混凝土搅拌场所应采取密封、降尘措施。
- 施工现场的机械设备、车辆的尾气排放应符合国家环保排放标准要求。
- 所采用的材料应符合环保、消防要求。

(4) 污废水的处理

生活污水经污水装置处理后达到一级排放标准后排放。

10.2 水土保持设计

10.2.1 工程区水土流失现状及其成因分析

本建设项目位于宁夏牛首山，地势较为平坦开阔。土壤侵蚀类型有风力侵蚀和水力侵蚀，以风力侵蚀为主。风力侵蚀遍及沿线各区域，但以地形平坦的风沙区为主，尤以坡地为重。风蚀主要出现在冬、夏季，移动性较大，侵蚀发展快。水力侵蚀以浅山黄土区为主，主要发生在雨季，表现出蚀、线状侵蚀和沟状侵蚀等侵蚀等侵蚀形式。

10.2.2 工程区水土保持现状

据实地调查，建设项目区内，基本没有实施国家和地区的水土保持生态建设工程，现有水保设施均以超旱生和旱生灌木、半灌木为主的天然植被，为此，工程建设过程中必须保护好现有植被，尽量少占有和破坏原地貌，减少新增水土流失的发生和发展。

10.2.3 工程可能造成水土流失及其危害分析

(1) 工程建设可能造成水土流失及原因

项目区水土流失比较严重，生态环境十分脆弱。本工程建设规模大，建设活动中可能造成不同地段的严重水土流失，从而加剧该区域水土流失的严重程度。建设项目导致水土流失的主要原因为自然因素（主要包括原地形、地貌、气象）水文、土壤植被等）和人为因素。其中自然因素的影响是具有一定的潜在性和区域性的，因人为因素是影响建设项目水土流失的主导因素。因为项目区水土流失主要是在强烈的人为活动下产生的。水土流失的形式属于一种典型的加速侵蚀，破坏了原生地表抗蚀能力与外应力之间的相对平衡，必将对建设区域及周边地区的生态环境产生不良影响和危害，如为进行基础建设、附属设施的建设产生的土

石方开挖、回填、弃渣、运输等活动，均不同程度的扰动原地形地貌，破坏植被且形成不同区域的各种挖损、堆垫等地貌，改变外应力和土地抵抗力之间的自然相对平衡，从而加剧工程建设区以及周边地区的水土侵蚀。由于施工开挖、取土、填筑扰动原地貌，占压土地，破坏地表植被，造成土体结构疏松，水土保持功能降低或丧失，加剧了区域内水土流失的发生和发展。因此，必须采取周密的水土流失防止措施，完善的防治体系，有效控制因项目建设而引起的水土流失，将项目建设对水土资源产生的负面影响降到最低限度。合理准确地对工程建设过程中的水土流失类型、流失程度、空间分布及其可能给环境带来的影响进行预测，为合理布设水土保持措施、尽快恢复植被、改善生态环境提供依据。

(2) 可能造成水土流失面积和土壤侵蚀期

按水土流失区及其建设实际扰动土地面积，统计在工程建设期和运行期不同预测时段可能造成水土流失面积约 1km^2 。各水土流失区土壤侵蚀期按照水力侵蚀和风力侵蚀的发生期结合施工进度具体确定。项目建设期水利侵蚀主要发生在 6-9 月，若施工时段跨越 6-9 月，该区域水力侵蚀期视为 1 年，若只经历期间的 2 个月，水力侵蚀期应视为 0.5 年，如此类推。根据气象资料，风力侵蚀主要发生在每年的 3-6 月，风力侵蚀期的确定与水力侵蚀期的确定方法相同，其他月份侵蚀轻微。可忽略。

(3) 可能造成水土流失危害

项目建设过程中破坏了原地貌和地表植被，如不采取积极有效的水土保持措施，必然引发和加剧区域水土流失，而且对周边生态环境造成不良影响。

● 破坏土地资源

工程建设过程中占用、扰动土地面积约 1km^2 ，施工扰动区如不进行治理，这些区域地表植被破坏后极易引起土地退化和沙化。

● 促使周边地区草地退化

工程施工一方面破坏了地表植被。另一方面破坏了土地结构，使土壤变得疏松，极易产生风力侵蚀，从而产生夹沙风，已有试验证明，夹沙风的土壤侵蚀能力成倍增加，加速工程所在地域及周边地区植被的退化。

● 加重扬尘天气对周边地区的危害

项目建设区域年均平均风速 2.8m/s ，年平均最大风速 22m/s ，年平均沙尘暴日数 13.2 天，在这种自然条件下，遭受破坏的地表如没有任何保护措施可为扬尘等天气对周边地区的危害加重。

● 预测结果及综合分析

通过对项目建设中水土流失类型、分布及土壤侵蚀强度和水土流失量进行预、统计分析。得出预测结论如下：

项目区水土流失类型为以风力侵蚀为主，伴有季节性水力侵蚀。水土流失的预测时段分为工程施工期、植被恢复期和工程运行期。

工程建设对当地水土流失的影响主要表现在为施工过程中地面的扰动，在一定程度上改变、破坏了原有的地貌及植被，不同程度的对原有水土保持设施造成了一定的破坏，从而加剧建设区域的水土流失。工程建设扰动区如不进行有效地防治，遇到不利气象条件，便可产生较大扬尘和径流夹带泥沙，影响周边地区。

10.2.4 水土流失主要产生地段的防治措施

(1) 指导思想及原则

该规划项目的实施可能会影响部分水土保持。为此要贯彻“预防为主，全面规划，综合治理，因地制宜，加强管理，注重效益”的水土保

持方针。坚持“谁开发、谁保护、谁造成水土流失、谁负责治理”的总原则，开发建设和防治并重，边建设边防治，以防治保障开发建设，采取必要的工程和植被措施，提高区域水土保持能力，治理人为造成水土流失，保证主体工程安全运行。防治工程设计坚持技术可行、投资合理、效益显著的原则。

（2）防治目标

扰动土地治理率达到 95%以上。

水土流失治理程度达到 90%以上。

水土流失控制比为 1.5 以下。

工程建设中产生的弃土、石渣总量的 95%以上得到有效拦挡。

植被恢复系数达到 90%以上。

林草覆盖率达到 80%以上。

（3）水土流失防治措施

牛首山并网光伏电站本期项目水土流失防治措施实在分析评价主体工程中具有水土保持功能的基础上，把光伏电站施工区、弃渣土场、运输公路建设区作为水土流失防治重点。针对建设施工活动可能引发的水土流失的特点和危害程序，将水土保持工程措施和植物措施有机结合，合理确定水土保持措施的总体布局，以形成完整的水土流失防治措施体系。

● 土地整治工程设计

土地整治的重点是控制水土流失，充分利用土地资源，恢复和改善土地生产力，对施工建设中形成的控制地貌的整治，采取坑凹回填方式，如取土场、采砂场、路基两侧取土基坑等，主要回填（填埋）、推平或垫高、整平覆土工程。整治后的土地利用，应通过土地适宜性评价，确

定土地利用方向。

● 植物防护绿化工程设计

项目建设区所采取的植物防护绿化工程应首先考虑水土保持的主体工程中具有水土保持功能工程的基础上,把光伏电站施工区、弃渣土场、运输公路建设区作为水土流失防治重点。针对建设施工活动可能引发的水土流失的特点和危害程度,将水土保持工程措施和植物措施相结合,合理确定水土保持措施的总体布局,以形成完整的水土流失防治措施体系。

● 工程措施设计

护坡工程设计:弃渣场的堆弃边坡、运输公路填方段护坡工程应根据非稳定边坡的高度、坡度、岩层结构、岩土力学性质、坡脚环境、防护要求等。必须进行充分的外业调查和分析论证,做到既符合实际,又经济合理。稳定性分析是护坡工程设计的最关键的问题。坡面排水沟工程防御降水强度标准为 10 年一遇 24h 最大雨量,护坡工程应在满足防护要求的前提下,充分考虑植被恢复重建,尽量把工程措施和植物措施很好的结合起来。

土地整治工程设计:土地整治工程的重点是控制水土流失,充分利用土地资源,恢复和改善土地生产力,对施工过程中形成的控制地貌的整治,采取坑凹回填式,如取土场,采砂场,路基两侧取土基坑等,主要回填(填埋),推平或垫高,整平覆土工程。整治后工程的土地利用,应通过土地适宜性评价,确定土地利用方向。

植物防护绿化工程设计:项目建设区所采取的植物防护绿化工程应首先考虑水土保持的要求,然后考虑绿化,美化需要,并应将二者结合起来,使之达到既保持水土,又美化环境的目的。场区的绿化美化必须以人

工灌溉为前提,在灌溉条件下可选择树种范围较广。植物防护绿化工程设计必须与景观设计、土地整治工程设计紧密结合,通盘考虑,统一布局,从生态学要求和美学要求出发进行。植物防护、绿化工程的树、草种选择,应依据 适地适树(草) 的原则,通过植物多样性的选择。通过实地调查,进行综合分析,推荐当地适宜的树,草种、沙柳、沙棘、柠条、新疆杨、油松、沙篙、沙打旺、羊草。

10.2.5 水土保持设计的综合评价和结论

水土流失预测结果表明,本工程建设期和运行期均不同程度地存在着扰动地表,破坏原地貌结构,加速土壤流失的问题。这遏制工程建设和运行期间的人为土壤流失,必须坚持预防为主,因地制宜和因害设防的原则,采取有效的水土保持措施进行预防和治理,严格按照环境保护和水土保持设计要求进行生产运行,维护好各项设施,构成行之有效的防治体系,遏制新增水土流失的发生与发展。提高区域水土保持能力,治理人为造成的水土流失,保证主体工程安全运行。本建设项目的水土保持防治工程设计技术可行。

10.3.社会影响评价

项目的建设可以增加当地的电力供应,进而可以加大当地的资源开发力度,促进当地的经济发展,增加地方财政收入。

- 项目建设地为未利用荒漠化土地,电站的所在地周围没有居民,不存在征地拆迁和移民安置等问题。

- 项目建设可以作为当地的科普教育基地,为当地的群众和青少年提供太阳能科技知识的普及教育,可促进地区文化,教育事业的发展。同时也能为牛首山地区增加新的科技旅游景点。

- 当地政府对项目支持力度大,群众对项目接受程度高,互适性

好。项目建设可增加就业，带动工业增加值、税收，促进当地经济发展。

- 项目的建设和运营期间不会对当地基础设施，社会服务容量和城市化进程等造成不利影响。

- 项目在用地规划，建设和运营期会充分考虑当地民族的风俗习惯，生活方式和宗教信仰，不会经影响当地社会安定团结。

- 项目所在地区社会环境，文化状况能够满足和适应项目建设和发展需要，能够保证项目实施的既定目标。

- 并网光伏电站是高科技工程项目，具有显著的节能减排效益，项目在运营期无噪音，无废物排放，是国家支持的环保产业，项目的建设可有效提高当地居民生活质量，促进地区社会发展。

11. 投资估算

11.1. 项目概况

牛首山 30MWp 并网光伏电站工程场址位于宁夏牛首山境内。场址范围为 N 37° 38'29"-N37° 39'03", E 106° 03'30"-E 106° 04'51", 该场地形由南缓坡向北，总体地势平坦，开阔，起伏不大，工程地质条件良好。G101 从场址边经过，交通便利，外部建设条件良好。通过太阳能设备的技术经济比选和矩阵组成等方案设计，本光伏电站设计总装机容量 30.719MWp，总占地面积约 2km²，有效占地面积 1.1 km²，工程建设期为 1 年。

牛首山 30MW 并网光伏电站工程项目主要有光伏阵列基础、支架工程，一级升压室，中央开关控制室、办公住宅区建筑、道路、35kV 架空线路等工程组成。

11.2 工程概算投资

本项工程概算投资见表 15-1。

表 11-1 本项工程工程概算投资表

静态投资 (万元)	单位投资 (元/kw)	利息 (万元)	动态投资 (万元)	单位投资 (元/ kw)
64038	21346	777	64815	21605

注:本工程概算投资不含配套送出费用

11.3 编制原则及依据

- 1) 可研设计阶段的图纸及设备清册。
- 2) 依据国家、部门及宁夏地区现行的有关文件规定、费用标准等，设备价格按 2008 年计列，当地材料价格按宁夏地区 2008 年计列。
- 3) 《火力发电工程建设预算编制与计算标准》(2007 年版)。
- 4) 《电力建设工程概算定额》“建筑工程”(2006 年版)；“电气设备安装工程”(2006 年版)，《电力建设工程预算定额》“调试”(2006 年版)，不足部分参考电力建设工程预算定额或类似工程预算。
- 5) 宁夏回族自治区电力公司文件 宁劳社发[2003]24 号 “《关于调整我区行业统筹企业养老保险缴费比例》的通知”，养老保险费费率为 20%。
- 6) 宁夏回族自治区电力公司文件 失业保险费缴费费率执行 2001 年宁夏回族自治区人民政府第 32 号令《宁夏回族自治区失业保险办法》失业保险费费率为 2%”。
- 7) 医疗保险缴费费率执行电力公司关于《转发〈财政部关于企业为职工购买保险有关财务处理问题的同志〉》(宁电财发[2003]133 号)的有关规定，医疗保险费费率为 6%。

8) 住房公积金缴费费率执行宁电基建发[2008]931号文“关于执行《电力工程装置性材料预算价格》(2008版西北地区)有关问题的通知”住房公积金费率为12%。

9) 宁电定额[2009]04号文“转发《关于发布国家电网公司系统电力建设工程概预算定额价格水平调整系数的通知》的通知”。

11.4 调整系数

11.4.1 人工工资:

1) 安装工程人工工资为 31 元/工日, 建筑工程人工工资为 26 元/工日。

2) 人工工日单价调整: 地区工资性补贴的调整执行电力工程造价管理与定额管理总站(以下简称“总站” 《关于公布各地区工资性补贴的通知》(电定总造[2007]12号), 每工日增加 1.37 元(即 $3.77 - 2.4 = 1.37$ 元/工日), 计入直接工程费, 作为计取各项费用的基数。

11.4.2 设备价格:

主要机电设备价格:

太阳能电池组件	14 元/W
自动跟踪装置	10000 元
汇线箱	8000 元/只

设备: 设备运杂费率为 1.76% (150km 以内)

11.5 材料预算价格

11.5.1 安装工程材料预算价格执行国家电网公司电力建设定额站 2008年7月1日发布的《电力工程装置性材料预算价格(2008年版)》西

北地区计列。且执行宁电定额[2008]05号文“关于转发国网公司定额站《关于发布国家电网公司电力工程装置性材料预算价格调整系数的通知》的通知”。

11.5.2 建筑工程按照《电力工程建设概算定额—建筑工程》(2006年版)中的材料预算价格执行,建筑工程价料价差按宁夏地区价格计算。

11.5.3 安装工程:材机调整系数 : 11.88%

11.5.4 其他费用取费执行电定总造[2009]3号文“关于调整电力工程建设预算费用项目及计算标准的通知”。

11.6 取费标准

11.6.1 参照《电力工业基本建设预算项目划分及费用性质划分办法》执行(2007年版)。

11.6.2 基本预备费按 1.5%计列。

11.6.3 建设期利息按 5.94%(按季结息)计列(半年)

11.7 方案概算

总概算表

序号	工程或费用名称	建筑 工程费	设备 购置费	安 装 工程费	其 他 费 用	合 计	各项占静 态投资%	单位投资 (元/kW)
一	主辅生产工程	5862	53469	2282		61613	96	30788
(一)	主要生产工程	3941	53469	2282		59693	93	29828
(二)	辅助生产工程	1920				1920	3	960
二	与所址有关的单项工程	5				5	0	3
	小 计	5867	53469	2282	0	61618	96	30790
三	编制年价差	0		32		32	0	16
1	定额基价调整及税金			32		32	0	16
2	材料价差及税金					0	0	0
3	土建机械价差及税金					0	0	0
四	其他费用				2388	2388	4	1193
	其中：1.建设场地征用及清理 费				107	107	0	54
	2.基本预备费				947	947	1	473
五	特殊项目					0	0	0
	工程静态投资	5867	53469	2314	2388	64038	100	31999
	各类费用占静态投资的比例%	9	83	4	4	100		50
六	动态费用				777	777		388
(二)	建设期贷款利息(5.94%)				777	777		388
	工程动态投资	5867	53469	2314	3165	64815		32387

12 财务评价

12.1 概述

宁夏青铜峡牛首山光伏并网电站装机容量为 30MW，多年平均上网电量 4661.8 万 kWh, 工程工期为一年。

按照《建设项目经济评价方法与参数》(第三版)及现行的有关财税政策,采用中国电力工程顾问有限公司的《火电经济评价软件》进行经济效益分析。

12.2 基本数据

12.2.1 固定资产投资:

根据工程投资概算,XXXXX 的固定资产投资及电量见表 12.1。

表 12.1 各方案投资及电量

平均上网电量 (万 kW. h)	平均等效满 负荷小时数	静态总投资 (万元)	动态总投资 (万元)	备 注
4661.8	1514	64038	64815	

12.2.2 资金来源:

工程注册资本金占全部投资的 20%, 其余 80%投资通过融资渠道解决。融资为商业银行贷款, 贷款年利率 5.94%(按季结息)计算。

12.2.3 原始数据:

本工程财务评价计算中使用的原始数据来源于国家有关规定及业主提供的有关数据和设计数据主要数据如下:

平均材料费	5 元/Mwh
人员	12 人
年人均工资	40000 元/人年
其他费用	5 元/Mwh

折旧年限 15 年

福利费系数 40%(考虑了职工基本养老保险和失业保险费以及住房公积金、医疗保险金等)

所得税: 25%

增值税: 5% (根据财政部和国家税务总局财税[2001]198号,应纳税额减半征收按 8.5% , 又根据财政部 国家税务总局关于全国实施增值税转型改革若干问题的通知 财税[2008]第 170 号,应纳税额调整暂按 5%)

12.3 分析和评价

12.3.1 效益计算:

12.3.1.1 发电效益计算:

本工程作为电网内实行独立核算的发电项目,其发电收入按经营期平均上网电价和上网电量计算。在计算期内,按不含税上网电价计算。发电收入扣除总成本费用和销售税金后即为发电利润,再扣除应交所得税后即为税后利润。税后利润提取 10%的法定盈余公积金,剩余部分为可分配利润;再扣除分配给投资者的应付利润,即为未分配利润。

12.3.1.2 CDM 项目效益:

CDM(清洁发展机制)作为国际社会对全球气候变化的一项重要措施,随着《京都议定书》的正式生效,XXXXXX 积极地申请获得 CDM 资助从 2011 至 2035 年。

单位:万元

装机容量(MW)	CDM 项目效益
30.719	433 (均价)

12.3.2 清偿能力分析:

按经营期不含增值税上网电价进行贷款还本付息计算,还贷资金主

要包括发电未分配利润和折旧等。从项目的资金来源与运用表可以看出，满足机组投产后 15 年内还清贷款，还完贷款后各年收支平衡并有赢余，能保证正常经营。

从本项目的资产负债表可以看出，在建设期和投产初期资产负债率高，但随着机组投产后还贷能力的增加，资产负债率逐渐不降，还清固定资产本息后，资产负债率很低，说明项目财务风险度不大，偿还债务的能力较强。

12.3.3 敏感性分析

本太阳能电厂的不确定性因素主要为固定资产投资和上网电量，根据其可能变化情况，分析其对所得税后全部投资财务内部收益率及自有资金财务内部收益率的影响。计算结果见敏感性分析表。

12.4 电价测算

电价测算以保证企业成本费用、税金、盈余公积金、股利、企业用于还贷的利润为前提。经对本项目计算期内的电价进行测算，按工程注册资本金占全部投资的 20%，其余 80%投资通过融资渠道解决。按投产后各年平均含税上网电价 1493.51 元/MWh 进行测算。

12.5 财务评价指标分析

从本工程项目全部资金、中方资金、自有资金财务现金流量表看出，财务评价指标见如下表 12-2 表：

表 12-2 测算电价

序号	项目投资财务内部收益率税后 (%)	项目资本金财务内部收益率 (%)	投资方财务内部收益率 (%)	还款期 (年)	项目投资回收期 (年)	投资方投资回收期 (年)	不含税电价 (元/Mwh)	含税电价 (元/Mwh)

1	8.05	11.09	7.08	15	10.92	18.82	1428.57	1493.51
---	------	-------	------	----	-------	-------	---------	---------

12.6 结论

由此可以看出，该项目在技术上可行，经济上合理，大规模的光伏并网电站可以充分利用当地的太阳能资源，改善宁夏的能源结构，减少环境污染，有着良好的社会效益。建议业主抓紧太阳能并网电站资金筹措和建设工作的，争取早日投产发电，取得良好的经济效益和社会效益。

13. 结论与建议

13.1 结论

本项目的建设符合可再生资源发展规划和国家能源产业发展方向，有利于宁夏的电源结构的优化；能充分利用当地的荒漠和太阳能资源，缓解当地的能源压力；可增加当地的可再生能源比例，减轻环保压力。项目的建设具有良好的释放效应，可带动光伏产业技术进步，促进地方国民经济的可持续发展。因此，本项目的建设具有良好的环境效益和社会效益。

本项目所在地场址地势开阔、地形平缓、交通便利，并网条件、建设条件良好，同时地质构造基本稳定，可作为光伏电站的工程场地。

本项目具有良好的经济效益，平均每年可向电网提供 4661.8 万 kWh 的绿色能源，在国家相关政策扶持下，若电网公司能够按测算电价全额收购全部发电量，本工程具有一定的盈利能力。

13.2 建议

(1) 加强大型并网光伏电站工程前期工作管理力度。将光电前期工作统一规划、统一管理、使光电实现有序、科学、合理的开发。

(2) 建议在牛首山并网光伏电站场址处进行一年的太阳能辐射观

测，作为后续工作的研究依据。

(3) 实施本项目的关键在于各项扶持政策的落实。目前，我国已公布《中华人民共和国可再生能源法》和《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》，为该项目提供了法律上的保障。此外，建议将并网光伏电站纳入宁夏重点推荐旅游项目，大力发展“光伏科技旅游”。

(4) 建议本工程因减少温室气体排放量所获得的全部收益全部归实施项目的企业所有。政府在该项目中不参与分配，以便进一步降低上网电价。

(5) 研究制定促进光电发展的法规和政策，建立良好的可再生能源市场保障体系。在税收、信贷、投资、上网电价、光电并网等方面制定优惠扶持政策，并将具体措施落实到位。

(6) 构建以法律、法规为基础的市场运行机制，促进降低成本，实现可再生能源发展目标，推进光伏产业规模化和商业化。

(7) 制定适应光电发展的电网建设规划。根据宁夏并网光伏电站的发展、装机容量及开发时间等情况，及时调整电力规划，并与光伏电站并网接入，提高宁夏清洁能源的比例。

(8) 做好人才培养和相关科研工作。针对宁夏特殊气候特征对并网光伏电站输出性能等影响开展相关课题的研究工作，为今后大型并网光伏电站的建设做好技术支持。建议在下阶段工作中进行一下专题研究：

大型并网光伏发电系统对电网稳定性的影响分析；

中压、高压并网控制逆变技术研究；

高原特殊气候条件对大型并网光伏发电系统的影响分析；

大型并网逆变设备在高原的应用稳定性分析；

大型并网光伏电站系统性能检测技术

(9) 建议尽快批准立项，以便抓紧开展后续工作，使项目尽早发挥

效益。

