

第一章.技术方案

一、太阳能资源

1.1 太阳能资源评估依据

- A、本光伏电站太阳能资源评估的主要技术依据：
- 1) GB50797-2012 《光伏电站设计规范》；
 - 2) GB/T37526-2019 《太阳能资源评估方法》；
 - 3) NB/T32043-2018 《光伏发电工程可行性研究报告编制规程》；
 - 4) QX/T117-2010 《地面气象辐射观测资料质量控制》；
 - 5) QX/T118-2010 《地面气象观测资料质量控制》；
 - 6) 华润电力控股有限公司光伏发电项目开发指引（2021 年试行版）等。
- B、基础资料：

1.2 太阳能资源概况

1.2.1 我国太阳能资源及分布特点

我国是世界上太阳能资源最丰富的地区之一，太阳能资源丰富地区占国土面积 96%以上，每年地表吸收的太阳能相当于 1.7 万亿吨标准煤的能量。按太阳能总辐射量的空间分布，我国可以划分为四个区域，见下表。

表1-1 我国太阳能资源等级区划表

名称	等级	指标 (MJ/m ² ·a)	占国土 面积 (%)	地区
最丰富	A	≥6300	17.4	西藏大部分、新疆南部以及青海、甘肃和内蒙古的西部。
很丰富	B	5040~6300	42.7	新疆北部、东北地区及内蒙古东部、华北及江苏北部（包括山东地区）、黄土高原、青海和甘肃东部、四川西部至横断山区以及福建、海南沿海一带和海南岛。
丰富	C	3780~5040	36.3	东南丘陵区、汉水流域以及四川、贵州、广西西部等地区。
一般	D	<3780	3.6	川黔区

我国 1978~2007 年平均的年总辐射量、年总直接辐射量、直射比年平均值和年总日照时数的空间分布情况如下图所示。

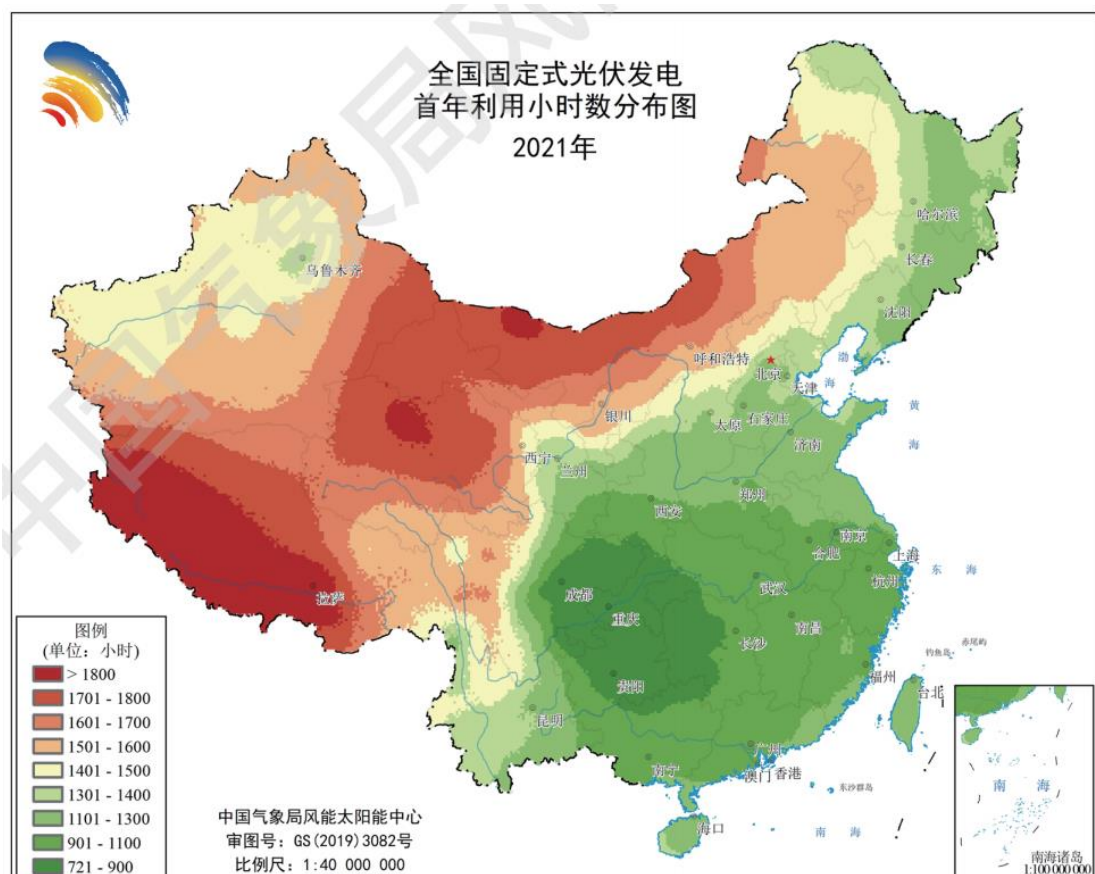


图1-1 2021 年全国固定式光伏发电首年利用小时数分布(单位:小时)

从上图中可以看出：新疆东南边缘、西藏大部、青海中西部、甘肃河西走廊西部、内蒙古阿拉善高原及其以西地区构成了太阳能资源“最丰富带”，其中西藏南部和青海格尔木地区是两个高值中心；新疆大部分地区、西藏东部、云南大部、青海东部、四川盆地以西、甘肃中东部、宁夏全部、陕西北部、山西北部、河北西北部、内蒙古中东部至锡林浩特和赤峰一带，是我国太阳能资源“很丰富带”；中东部和东北的大部分地区都属于太阳能资源的“较丰富带”；只有以四川盆地为中心，四川省东部、重庆全部、贵州大部、湖南西部等地区属于太阳能资源的“一般带”。

年总直接辐射量的空间分布特征与总辐射比较一致，在青藏高原以南以及内蒙古东部的部分地区，直射比甚至达到 0.7 以上。年总日照时数的空间分布与年总辐射量基本一致，“最丰富带”的年日照时数在 3000h 左右，“很丰富带”的年日照时数在 2400~3000h 之间，“较丰富带”的年日照时数在 1200~2400h 左右，“一般带”的年日照时数在 1200h 以下。

1.2.2 区域太阳能资源及分布特点

本项目所在地属于吉林省，处于太阳能资源相对丰富的区域，属于太阳能资

源可以利用区域。

吉林各地年日照时数在 2471~2769 小时之间，80%的年份太阳能年辐射总量达到 5610 兆焦耳/平方米。日照时数从东南向西北减少。

吉林省的太阳能资源相对比较丰富，绝大多数地方水平年峰值日照时数都在 1300 个小时以上。全境探明的可开发利用的太阳能资源总量为 0.146619 乘以 10 的 14 次方千瓦时，按照目前光伏太阳能电池 20%的转换率来算，假如全部转化成电能都将非常可观。

1.2.3 项目地太阳能资源

1.建设地点：

通过 Meteonorm 软件仿真数据得知：项目地太阳能水平面年总辐射量为 1405kWh/m²，即 5058MJ/m²。

通过 solarGIS 软件仿真数据得知：项目地太阳能水平面年总辐射量为 1412.3kWh/m²，即 5084.28MJ/m²。

考虑数据的可靠性，本报告保守采用 Meteonorm 数据对该地区进行太阳能资源统计与计算。场址区水平辐射数据汇总及逐月太阳能辐射量变化曲线如下。

表 2-1 场址区辐射仿真数据

月份	月平均水平面 总辐射值 (kwh/m ²)	月平均水平面 散射值 (kWh/m ²)	月平均法向直 接辐射值 (kWh/m ²)	环境温度 (℃)	玻璃的分解温 度 (℃)	风速 (m/s)
1 月	64	20	136	-15.0	-20.2	2.8
2 月	86	26	142	-9.9	-17.7	3.4
3 月	127	51	143	-0.9	-11.3	3.9
4 月	149	77	118	9.0	-4.8	4.4
5 月	172	89	121	16.6	4.2	4.1
6 月	175	97	109	21.6	12.8	3.2
7 月	155	90	96	23.7	18.2	3
8 月	145	84	96	22.2	16.9	2.6
9 月	126	55	125	16.6	9.4	2.8
10 月	93	48	96	7.9	-1	3.3
11 月	62	27	98	-3.2	-10.1	3.4
12 月	51	20	97	-12.6	-17.9	3.1
平均	\	\		13.3	-1.8	3.3
年总辐射量	1405	684	1377		\	3.3

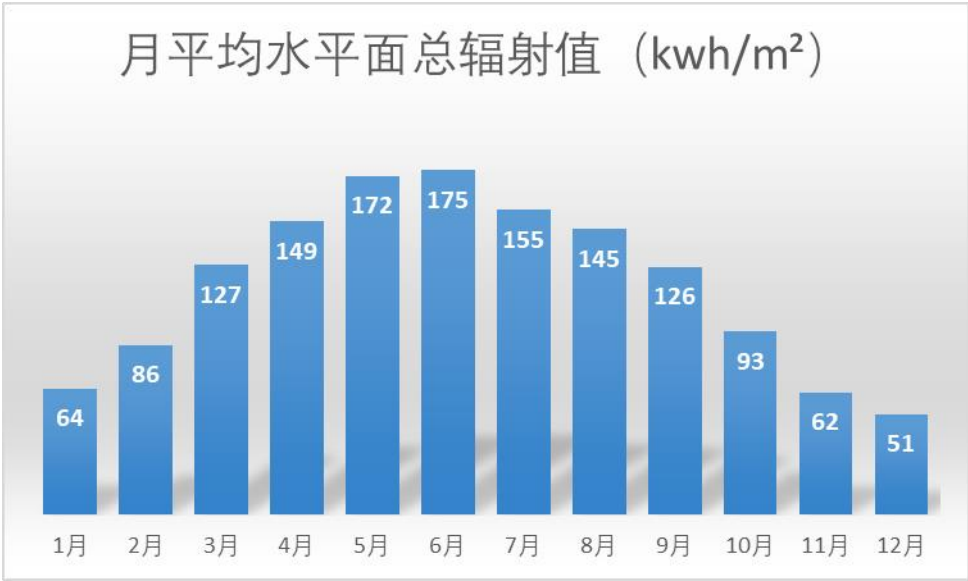


图1-2 逐月太阳能辐射量变化直方图

综上，场址区域水平面年总辐射量为 1405kWh/m²，即 5058MJ/m²，位于年辐射量为 5040~6300MJ/m² 之间。根据《太阳能资源评估方法》（GB / T37526-2019），该场区属于太阳能资源很丰富，太阳能辐射等级为 B 类地区。

1.3 太阳能资源稳定性分析

水平年代表数据中各月总辐射量（月平均日曝辐量）的最小值与最大值的比值可表征总辐射年变化的稳定度，在实际大气中其数值在（0，1）区间变化，越接近于 1 越稳定。采用稳定度作为分级指标，将太阳能资源分为四个等级：稳定（A），较稳定（B），一般（C）以及不稳定（D）。

表 2-2 稳定性等级

名称	符号	分级阈值
稳定	A	≥0.45
较稳定	B	0.38-0.45
一般	C	0.28-0.38
不稳定	D	<0.28

结合本项目各月总辐射量最小值为 12 月 51kWh/m²，最大值为 6 月 175kWh. m²，经计算稳定分级阈值为 0.30，综上该项目所在地太阳能资源稳定性一般。

1.4 太阳能资源辐射形式分析

太阳能辐射形式与当地的纬度决定太阳能资源开发利用的形式。水平面总辐射由水平面直接辐射和散射辐射两种形式组成，不同气候类型地区，直接辐射和散射辐射占总辐射的比例有明显差异，不同地区应根据主要辐射形式特点进行开

发利用。直射比可以用来表征这一差异，在实际大气中其数值在[0,1) 区间变化越接近于 1，直接辐射所占的比例越高。采用直射比作为衡量指标，将全国太阳能资源分为四个等级:直接辐射主导(A)，直接辐射较多(B)，散射辐射较多(C)以及散射辐射主导 (D)。

表 2-3 辐射形式等级

名称	符号	分级阈值
直接辐射主导	A	≥ 0.6
直接辐射较多	B	0.5-0.6
散射辐射较多	C	0.35-0.5
散射辐射主导	D	< 0.35

直射比=直接辐射量/总辐射量；

直接辐射量=水平面直接辐射量；

总辐射量=直接辐射量+散射辐射量+反射辐射量。

依据 Meteonorm 数据计算，直射比=直接辐射量/（直接辐射量+散射辐射量+反射辐射量）=1405/（1405+684+1377）=0.41，故本项目辐射形式为散射辐射较多。

2.6 特殊气候条件的影响

结合站址的实际情况，对以下各种特殊气象条件的影响进行分析。

（1）气温条件影响

站址地区干湿季节分明，寒暑交替明显，冬季受西伯利亚气团影响，寒冷、干燥；春季少雨、多风、干燥、气温变化明显；夏季受太平洋副热带高压和西南暖湿气流影响，闷热、降水集中；秋季受高压控制，天气晴爽。各月平均气温分布情况见下图。

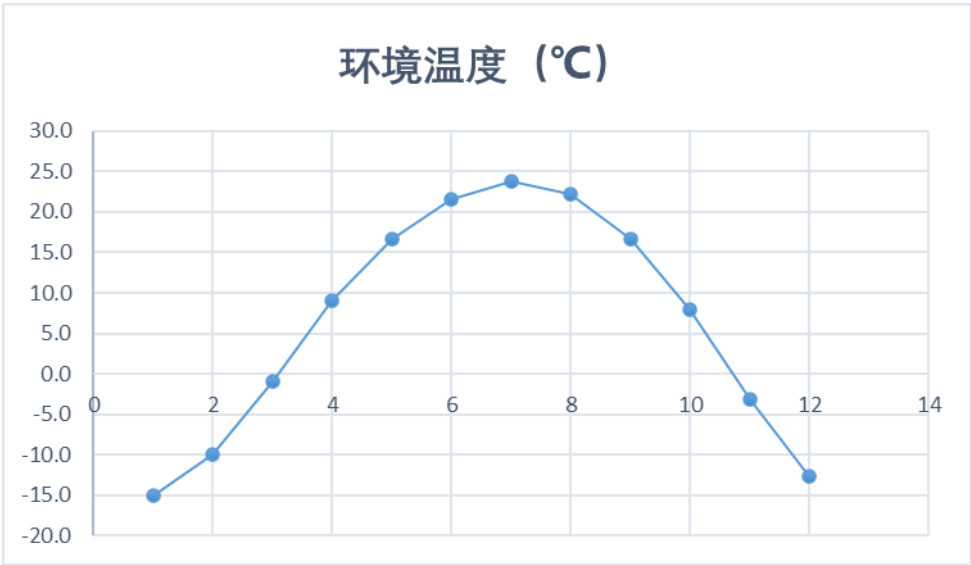


图1-3 平均气温分布曲线

本工程选用逆变器的工作环境温度范围为 $-25\sim 60^{\circ}\text{C}$ ，选用电池组件的工作温度范围为 $-40\sim 85^{\circ}\text{C}$ 。正常情况下，太阳能电池组件的实际工作温度可保持在环境温度加 30°C 的水平。

根据气象站的多年实测气象资料，本工程场址区的多年平均气温 6.3°C ，多年极端最高气温 23.7°C ，多年极端最低气温 -15°C 。

因此，按本工程电站极端气温数据校核，本项目太阳能电池组件的工作温度可控制在允许范围内。本项目逆变器布置在室外，其工作温度也可控制在允许范围内。故场址区气温条件对太阳能电池组件及逆变器的安全性没有影响。

(2) 风速条件影响

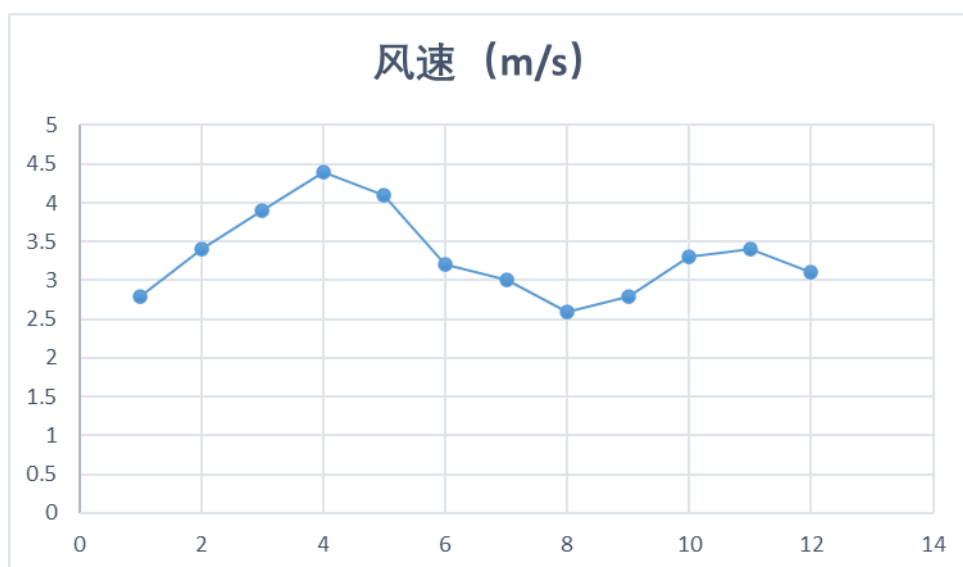


图1-4 月平均风速分布图

本工程场址平坦四周无遮挡，场址区多年平均风速为 3.3m/s ，累年最大瞬时风速为 4.4m/s ，太阳能电池组件迎风面积较大，组件屋面导轨设计必须考虑风荷载的影响。并以太阳能电池组件屋面导轨及基础等的抗风能力在 40m/s 风速下不损坏为基本原则。

(3) 积雪影响分析

太阳能电池板最低点距地面距离 H 的选取主要考虑以下因素：

- a.高于当地最大积雪深度；b.高于当地洪水水位；
- c.防止动物破坏；d.防止泥和沙溅上太阳能电池板；

所以本次设计 H 取 0.4m 。

1.5 结论

经气象数据以及软件仿真数据得知：项目地太阳能水平面年总辐射量为 1405kWh/m^2 ，即 4482MJ/m^2 。位于年辐射量为 $5040\sim 6300\text{MJ/m}^2$ 之间。根据《太阳能资源评估方法》（GB / T37526-2019），该场区属于太阳能资源很丰富带，太阳能辐射等级为 B 类地区，有较好的开发前景。

二、屋面建设条件及建筑物承载力核算

1.设计遵循的规范、规程及规定

- 1 《建筑结构荷载规范》(GB50009-2001)(2006 年版)
- 2 《钢结构设计规范》(GB50017-2003)
- 3 《钢结构工程龙工质量验收规范》(GB50205-2001)
- 4 《钢混凝土组合楼盖结构设计与施工规程》(YB9238-92)
- 5 《建筑钢结构焊接技术规程》(JGJ81-2002)
- 6 《钢结构高强度螺栓连接的设计、施工及验收规程》(JGJ82-91)
- 7 《门式刚架轻型房屋钢结构技术规程》(CECS102:2002)
- 8 《建英结构制图标准》(GB/T50105-2001)
- 9 《建筑抗震设计规范》(GB50011-2001)(2008 年版)
- 10 《冷弯薄壁型钢结构技术规范》(GB50018-2002)

三、项目任务与规模

3.1 工程任务

随着经济全球化进程不断加快，能源问题已引起党中央、国务院的高度重视，作为国民经济发展支柱产业，电力产业的发展受到更为广泛的关注。水电受制于地理、地质、气候及人文环境等因素，而且由于其对水资源、水生生物资源、水生态环境以及局部地区陆域环境的不利影响，发展受到越来越多的限制，个别地方甚至由于水电发展引起国际纠纷；火力发电是一个资源、能源消耗巨大的产业，而且伴随着相对严重的大气污染、水污染等；核电则由于安全隐患问题常常引起民众的担忧，近年来个别核电项目还因为舆情和民众反对声浪高涨而搁置。所以，

如何在保证发电良好运转和发展的同时又控制其对社会、环境的副作用是人们一直在探索的课题。

太阳能是干净的、清洁的、储量极为丰富的可再生能源，太阳能发电是目前世界上先进的能源利用技术。发展光伏发电产业，不消耗煤、石油、天然气、水、大气等自然资源，亦不产生有害气体、污染粉尘，不引起温室效应、酸雨现象等，可有效地保护生态环境，目前已受到世界各国的重视。

3.2 工程规模

3.3 建设必要性

3.3.1 开发利用太阳能资源符合能源产业发展方向

能源是人类生存和发展的物质基础，以往由煤炭、石油、天然气等化石燃料极大地推动了人类社会的发展。然而，人们在物质生活和精神生活不断提高的同时，也越来越感悟到大规模使用石化能源带来的严重后果：资源日益枯竭，环境严重恶化，生态失去平衡。我国是世界上最大的煤炭生产消费国，能源将近 76% 由煤炭供给，这种过度依赖化石燃料的能源结构已经造成很大的环境、经济和社会负面影响，对我国的环境已经造成了极大的破坏。因此，大力发展新能源和再生能源已成为中国 21 世纪发展国民经济、建设和谐社会刻不容缓的战略目标。

“十四五”期间我国在能源领域的工作重点和主要任务是首先加快能源结构调整步伐，努力提高清洁能源开发能力。以太阳能发电、风力发电、太阳能热水器、大型沼气项目为重点，以“设备国产化、产品标准化、产业规模化、市场规范化”为目标，加快可再生资源的开发。

太阳能光伏发电技术的开发和应用是利用新能源和现再生能源的重要内容，太阳能资源丰富，取之不尽、用之不竭、能量随处可得、无需开采和运输、不会污染环境和破坏环境生态平衡。中国有丰富的太阳能资源，三分之二以上国土面积和年总日照量都已超过 $5020\text{MJ}/\text{m}^2$ 。年平均日照时间已超过 2200 小时，我国太阳能资源的理论储量达每年 17000 亿吨标准煤。属于太阳能利用丰富地区，具有开发和利用太阳能的有利条件。据测算，只要将我国太阳能年辐射总量的 1% 转化为可利用能源，就能满足我国全部的能源需求。

太阳能光伏发电具有安全可靠、无噪声、无污染、维护简便、建设周期短等

优点，是可再生能源和可持续发展的绿色能源，对于利用清洁能源缓解电力日趋紧张的局面具有重要意义。随着国家对绿色能源的重视和新能源法出台，太阳能光伏产业的建设与普及必将得到更为迅猛的发展。

3.3.2 开发利用太阳能资源有利于地区能源结构调整

发展新能源产业，必须把能源结构调整放到重要的战略位置，发展新能源产业要突出地方特色，发挥自然资源和技术优势，建立具有自主知识产权的可持续发展的产业体系。地方政府应尽快制定本地区的能源结构调整战略，引导行业和企业做好以下工作：

（1）慎重选择新能源产业发展的方向，避免低水平重复建设。充分考虑我国新能源资源储存、基础、技术、人才储备等发展条件，合理选择新能源产业的发展方面，从而力争在新能源产业发展的起步期，抓住机会，乘势而上。新能源产业的发展方向应主要集中在太阳能利用技术与装备、大容量风能发电技术与装备、煤高效改质技术及其应用、生物质能源规模化利用技术与装备。同时必须注意的是，对于新能源这样发展时间不长，技术和市场环境等还有待完善的新兴产业来说，理智的发展尤其重要。对新能源产业的发展要设置技术壁垒、环保标准等行业门槛，引导新能源产业有序、健康发展。

（2）做好发展规划。我国正在制定新能源产业的发展战略规划，按照规划，2020 年，中国在新能源领域的总投资将超过 3 万亿元。其中，核电、太阳能发电、风电成为新能源振兴规划的重点发展领域。地方政府应着手制定地区性的具有前瞻性、引导性的新能源发展战略规划，鼓励和支持申报国家新能源项目，用好国家的优惠政策，积极支持风能、生物质能和太阳能等新能源产业化，力争占得新能源产业发展的先机。

（3）抢占技术高地。我国新能源产业振兴规划最核心的内容是要占领技术制高点。地方政府应抓住时机，加快新能源研发和攻关，避免由于技术落后而陷入被动局面。应将新能源的科学研究、技术开发及产业化纳入各类技术发展规划，在高新技术产业化和重大装备扶持项目中安排专项，支持研究机构和企业核心技术方面提高创新能力，不断提高新能源开发利用的科技含量和效率。

3.3.3 开发利用太阳能资源有利于地区经济发展

目前吉林市供电主要以煤电为主，能源结构不合理，也不环保。太阳能光伏

发电是绿色可再生能源，对节能减排有十分重要的意义。开发利用太阳能不仅仅节约煤炭资源，还将带动一个新兴产业的崛起。随着绿色低碳之风劲吹，未来全球的光伏太阳能需求将持续旺盛。

在各种新能源中，太阳能光伏发电具有无污染、可持续、总量大、分布广、利用形式多样等优点。太阳能光伏发电以每年 30% 的速度增长，受到世界各国的高度重视。由于市具有太阳能辐射量大、光照时间长的天然优势，适合建设太阳能光伏电站。因此本项目拥有广阔的发展空间，可以带动地区光伏行业的发展，为本地区经济和社会发展的提供充足的清洁能源。

3.3.4 开发利用太阳能资源为国家履行国际公约做贡献

目前，全球每年向大气排放约 510 亿吨的温室气体，要避免气候灾难，人类需停止向大气中排放温室气体，实现零排放。《巴黎协定》所规定的目标，是要求联合国气候变化框架公约的缔约方，立即明确国家自主贡献减缓气候变化，碳排放尽早达到峰值，在本世纪中叶，碳排放净增量归零，以实现在本世纪末将全球地表温度相对于工业革命前上升的幅度控制在 2℃ 以内。

2020 年 9 月 22 日，国家主席习近平在第七十五届联合国大会上宣布，中国力争 2030 年前二氧化碳排放达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和目标。开展碳达峰全民行动，加强政策宣传教育引导，提升群众绿色低碳意识，倡导简约适度、绿色低碳的生活方式，推动生活方式消费模式加快向简约适度、绿色低碳、文明健康的方式转变。推广使用远程办公、无纸化办公、智能楼宇、智能运输和产品非物质化等技术，开展创建节约型机关、绿色家庭、绿色学校、绿色社区和绿色出行等行动，创建碳中和示范企业、示范园区、示范村镇。不断推广绿色建筑、低碳交通、生活节水型器具，深入广泛开展形式多样的垃圾分类宣传，普及垃圾分类常识，稳步推进垃圾精细化分类。培养市民形成绿色出行、绿色生活、绿色办公、绿色采购、绿色消费习惯，着力创造高品质生活，构建绿色低碳生活圈。

3.3.5 建设该项目有利于开发利用太阳能资源

开发利用可再生能源是国家能源发展战略的重要组成部分，增加新能源是未来发展的趋势，而吉林省具备广袤的地域面积、充足的阳光等特点非常适合建设光伏电站。基于本地地理环境光照资源好，开发利用太阳能资源建设光伏电站具

有得天独厚的优越条件和广阔的前景，符合国家产业政策。

综上所述，本工程的建设是必要的。

四、光伏系统总体设计与发电量计算

光伏系统总体方案设计主要包括：光伏组件选型、光伏阵列运行方式选择、逆变器选型、光伏方阵和子方阵设计以及年上网电量计算等。

4.1 光伏组件选型

4.1.1 太阳能电池概述

太阳能光伏系统中最重要的是电池，是收集阳光的基本单位。大量的电池合成在一起构成光伏组件。太阳能光伏电池主要有：晶体硅电池（包括单晶硅 Mono-Si、多晶硅 Multi-Si、带状硅 Ribbon/Sheet-Si）、非晶硅电池（a-Si）、非硅光伏电池（包括硒化铜铟 CIS、碲化镉 CdTe）。目前市场生产和使用的太阳能光伏电池大多数是用晶体硅材料制作的；薄膜电池中非晶硅薄膜电池占据薄膜电池大多数的市场。从产业角度来划分，可以把太阳能光伏电池划分为硅基电池和非硅电池，硅基电池已较佳的性价比和成熟的技术，占据了绝大多数的市场份额。

（1）晶体硅光伏电池

晶体硅仍是当前太阳能光伏电池的主流，多晶硅电池的生产主要有两种方法，一种是通过浇铸、定向凝固的方法，制成多晶硅的晶锭，再经过切割、打磨等工艺制成多晶硅片，进一步印刷电极、封装，制成电池。浇铸方法制造多晶硅片不需要经过单晶拉制工艺，消耗能源较单晶硅电池少，并且形状不受限制，可以做成适合光伏组件布置的方形；除不需要单晶拉制工艺外，制造单晶硅电池的成熟工艺都可以在多晶硅电池的制造中得到应用。另一种方法是在单晶硅衬底上采用化学气相沉积（VCD）等工艺形成无序分布的非晶态硅膜，然后通过退火形成较大的晶粒，以提高发电效率。多晶硅电池的效率能够达到 13~18%，低于单晶硅电池的水平。单晶硅电池是最早出现，工艺最为成熟的太阳能光伏电池，也是大规模生产的硅基太阳能电池中效率最高的。单晶硅电池是将硅单晶进行切割、打磨制成单晶硅片，在单晶硅片上经过印刷电极、封装流程制成的，现代半导体产业中成熟的拉制单晶、切割打磨以及印刷刻版、封装等技术都可以在单晶硅电池生产中直接应用。大规模生产的单晶硅电池效率可以达到 14~20%。和多晶硅电

池相比，单晶硅电池效率较高，能够节约一般农用地资源，节约硅原料，达到工艺成本和效率的平衡。

(2) 非晶硅电池和薄膜光伏电池

非晶硅电池是在不同衬底上附着非晶态硅晶粒制成的，工艺简单，硅原料消耗量少，衬底廉价，并且可以方便地制成薄膜，具有弱光性好，受高温影响小的特性。自上个世纪 70 年代发明以来，非晶硅电池，特别是非晶硅薄膜电池经历一个发展的高潮。80 年代，非晶硅薄膜电池市场占有率高达 20%，但受限于较低的效率，非晶硅薄膜电池市场份额逐步被晶体硅电池取代，目前约为 12%。非晶硅薄膜太阳电池是在廉价的玻璃、不锈钢和塑料衬底附上非常薄的感光材料制成，比用料较多的晶体硅技术造价更低。目前已商业化的薄膜光伏电池材料有：硒化铜铟（CIS）、碲化镉（CdTe）：它们的厚度只有几微米。在三种商业化的薄膜光伏技术中，非晶硅的生产和安装所占比重最大。表 5-1 对单晶硅、多晶硅和非晶硅薄膜这三种电池的主要性能进行了比较。

在三种电池中，单晶硅的生产工艺最为成熟，在早期也一直占据最大的市场份额，且单晶硅效率高于多晶硅。非晶硅薄膜电池的成本较低，但效率较低，同时，其功率分散度相对较大，工程实际中将引起光伏组件分类匹配困难，相应直流设备选型复杂，且多数主流厂家关停或暂缓非晶硅薄膜电池生产线。

表4-1 不同类型太阳能电池主要性能对比

特征	多晶硅电池	单晶硅电池	薄膜电池
效率	13%~18%	14%~20%	6%~9%
LID	2.5%~3%	2.5%~3%	6%~8%
年衰减率	0.5%~0.8%	0.5%~0.8%	0.3%~0.5%
附加峰值功率	1%~3%	1%~3%	6%~9%
峰值功率误差	-3%~+3%	-3%~+3%	-3%~+10%
全面质保期	4~10年	4~10年	5年
10年效率保证值	90%~92%	90%~92%	90%~92%
25年效率保证值	80%~85%	80%~85%	80%~85%
优缺点	效率高、技术成熟、成本较高	效率高、技术成熟、成本高	效率低、弱光效率好、成本低
温度系数	0.38~0.49 Pmax%/°C	0.38~0.49 Pmax%/°C	0.22~0.32 Pmax%/°C

薄膜光伏组件由于光电转换效率低，占地面积大，从而使其他设备投资大大增加，且不符合节约用地原则。综合考虑组件价格、性能、占地面积等因素，本项目采用晶体硅光伏组件。

晶硅光伏组件应用较多的类型是多晶硅光伏组件及单晶硅光伏组件。单晶硅光伏组件的转换效率较多晶硅光伏组件略高，相同装机容量下，采用单晶硅光伏

组件占地面积略小，并且两种组件的使用寿命及单位容量年发电量差别较小，采购都很便利。综合考虑，本项目采用单晶硅光伏组件。

4.1.2 太阳能电池前沿技术应用

近年来，在普通晶硅电池的基础上，通过应用新的生产技术，发展出了背钝化电池、黑晶硅电池、N型双面电池等晶硅电池，使得光伏组件在光电转化效率、电池功率等方面都有不同程度的提高。

1) 背钝化（PERC）电池

背钝化组件采用新一代电池表面处理和背钝化技术，最大程度优化电池表面陷光能力，微观上使电池表面结构更加均匀统一，大幅提高光子利用率。同时，该技术进一步改善电池表面钝化水平，降低少数载流子的复合速率。新的背钝化工艺，能有效地提升电池片的电压及电流收集能力，大幅降低由激光制程造成的背面损伤，改善局部少数载流子复合速率，提升电池开路电压，从而提升产品的发电效率。

背钝化是目前国内、外最热门技术，其单晶电池较普通电池可以提高 0.8%-1.2% 的转化效率，多晶电池可以提高 0.6%-1.0% 的转化效率。

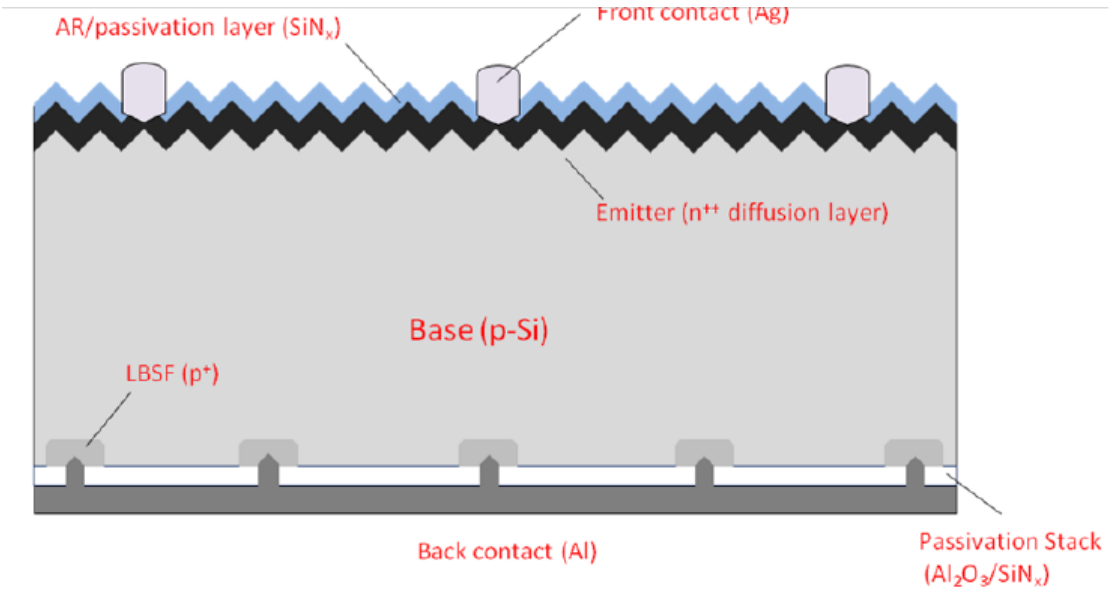


图4-1 背钝化电池结构示意图

2) IBC（交叉背接触）电池

IBC（交叉背接触）电池，与常规电池的最大不同在于，常规电池的正负极分别在电池的迎光面和背光面，而 IBC 电池的正负电极均在电池片的背面，可使面朝太阳的电池片正面呈黑色，完全看不到多数太阳电池正面呈现的金属线，不

仅为使用者带来同等面积更大的发电效率，且看上去更美观。IBC 电池的核心问题是如何在电池背面制备出质量较好、呈叉指状间隔排列的 P 区和 N 区，由于技术难度较大、设备复杂，因此制备成本高，至今没有实现大规模应用。

IBC 电池虽然转换效率高，但受高成本（制造工艺复杂，使用 n 型高质量单晶硅片）制约一直未实现规模化应用，目前在一些特定市场中有应用，如一些对转换效率有特殊需求的地方。未来仍需开发低成本制造技术以降低成本。

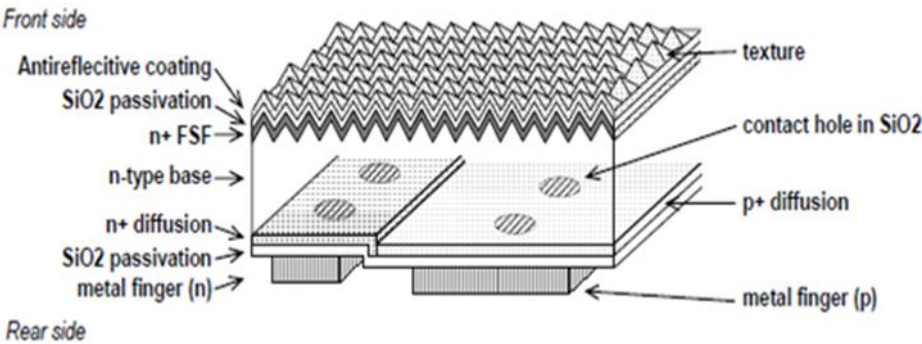


图4-2 IBC 电池结构示意图

3) 多晶黑硅电池

多晶黑硅电池是利用纳米陷光技术生产的电池。相较普通电池可以提高 0.3%~0.5% 的转化效率，电池功率可以提升 2W~4W，目前晶澳、阿特斯、晶科等企业均有所研究，其中晶澳采用 RIE 技术（润秀）；阿特斯采用湿法刻蚀技术。目前电池效率能够稳定在约 19.0%。

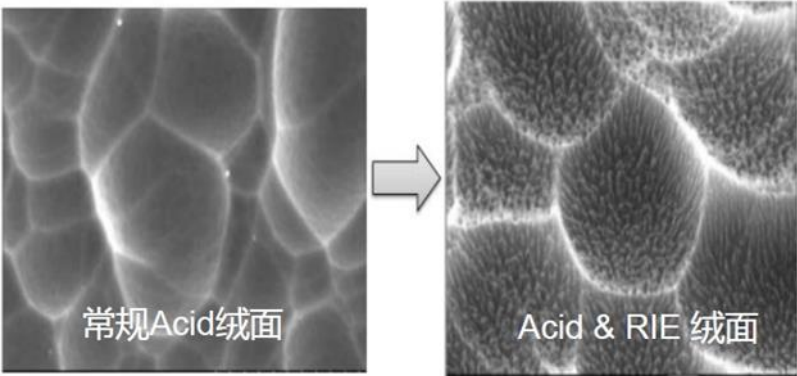


图4-3 晶硅绒面照片

4) 双面电池技术

双面电池背面采用透明材料封装得到可以背面受光的组件，通常采用 POE 封装取代传统的 EVA，提高组件可靠性，组件离地高度建议 0.5m 以上，地表反射率越高获得的发电增益越高，双面组件在应用中存在早晚发电增益高于日间，夏季发电增益高于冬季的情况。

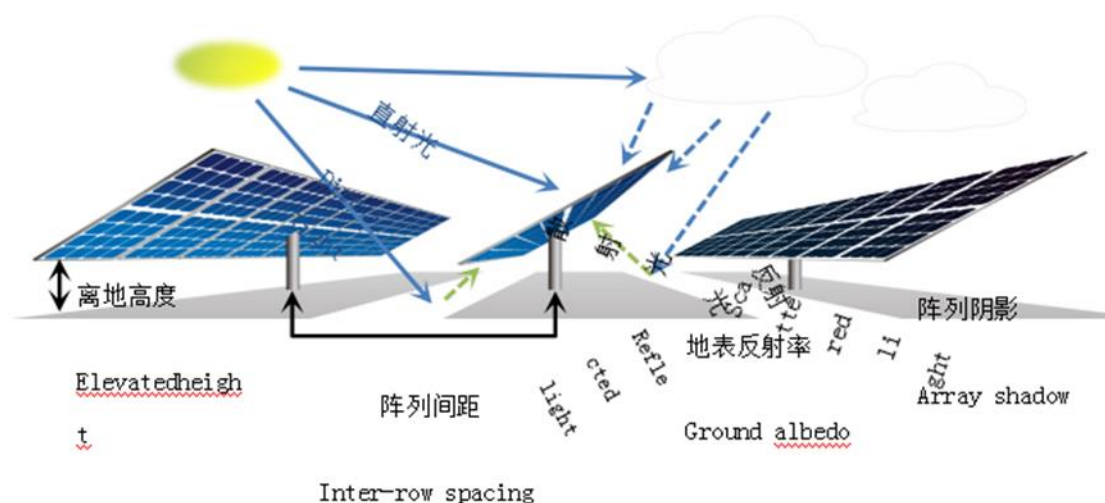


图4-4 双面电池组件光照示意图

5) N 型双面电池

N 型双面电池采用 N 型硅片实现双面发电，其工艺步骤与普通产线兼容性高。N 型双面电池通过采用低离子注入等技术，精简产品工艺流程，提高产品良品率，使得 N 型单晶双面电池提高了组件单位面积 10%~30%的发电量。N 型单晶双面电池基于自身结构特性，具有双面光电转换效率高（正面电池转换平均效率 $>21\%$ ，背面电池转换效率平均效率 $>19\%$ ）、光衰减系数低、弱光响应高、温度系数低（温度系数 $\leq 0.4\%$ ）、工作温度低（工作温度可适应 $5\sim 9^{\circ}\text{C}$ ）等 5 大优势。晶科能源已投产 N 型 TOPCon 电池大规模量产效率已达 25.5%。

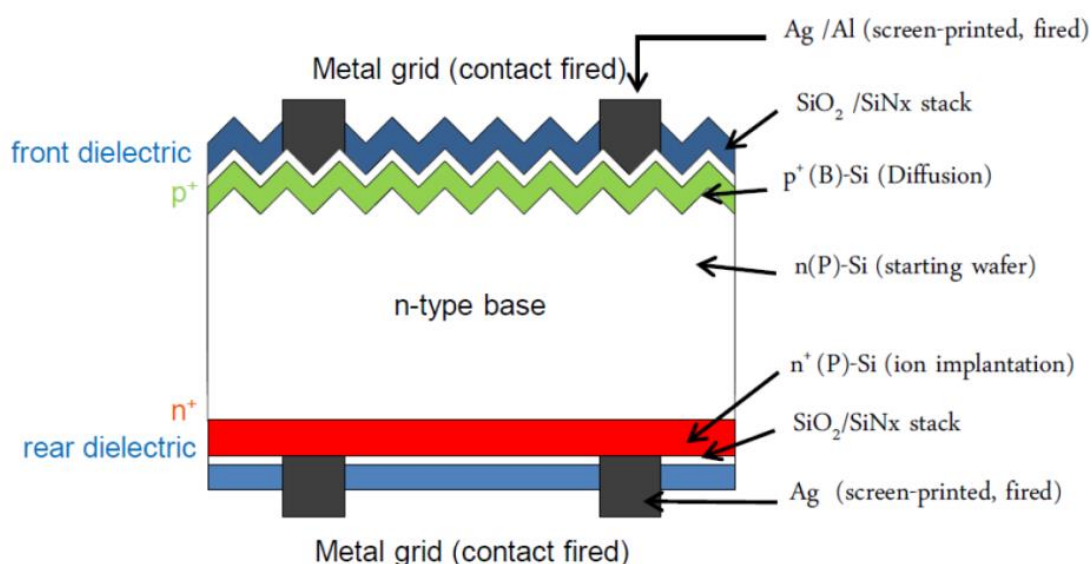


图4-5 N 型双面电池结构示意图

由于技术要求高、生产成本控制难度系数较大，代表厂家为中来股份。目前，N 型单晶组件成本在逐渐降低，今年以来中国光伏市场上 N 型单晶双面电池的

市场规模逐渐扩大，价格较 P 型组件略高，仍有较大的成长空间。

2022 年，全国硅片产量约为 357GW，同比增长 57.5%。其中，单晶硅片（P 型+N 型）市场占比约 97.5%，其中 P 型单晶硅片市场占比为 87.5%，N 型单晶硅片占比为 10%。随着下游对单晶产品的需求增大，单晶硅片市场占比将进一步增大，N 型单晶硅片占比将持续提升，预计到 2023 年其占比将达到 25%。

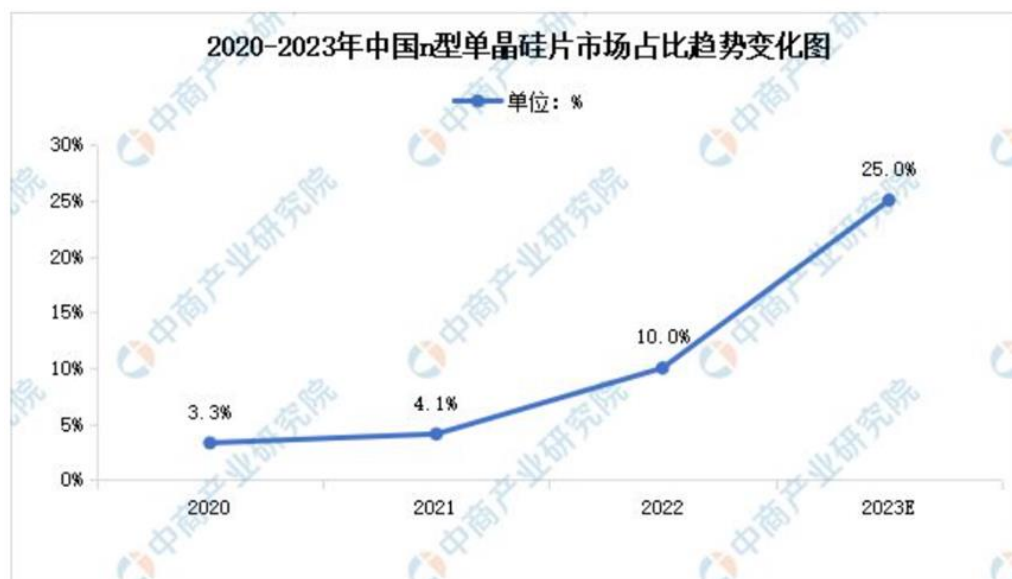


图4-6 N 型单晶硅片市场占比预测

6) 聚光光伏电池

聚光光伏电池是指将汇聚后的太阳光通过高转化效率的光伏电池直接转换为电能的光伏电池。聚光光伏电池的基本原理是利用相对廉价的聚光光学系统来替代昂贵但是高效率的III-V 半导体芯片，使得它在发电度电成本上与光热技术和通常的平板（晶硅）系统具有竞争力，特别是在一些高辐射度的地区。聚光光伏电池的光电转换效能介于 36-40%之间，光电模组的效能在 22-28%之间。整个系统的效能在 18-20%之间。以年度发电量而言，在相同的条件下，系统（结合双轴追日技术）约是传统硅晶型的 1.2-1.4 倍左右，此点是 HCPV 技术的竞争优势。HCPV 技术最适合应用于大型电厂，特别是在阳光日照充足、干燥、低湿度的地区。

目前聚光光伏电池的技术还不成熟，在技术问题上需改进材料进一步提高光伏电池的耐光能力，高倍聚光下，解决光照不均匀，效率低的问题。另外光强不均匀，会导致电池表面受热不均，故对材料的要求也很高，还有散热器性能的研发等等。一般认为，聚光光伏电池面临的挑战是平板光伏（晶硅）电池的价格竞

争，而这个价格竞争来源于晶硅行业的大规模产能扩张导致的电池成本下降。目前聚光光伏组件的产能问题一直是影响其发展。

7) 金属缠绕（MWT）背接触电池技术

MWT 背接触电池技术是采用激光打孔、背面布线的技术消除了正面电极的主栅线，正面电极细栅线搜集的电流通过孔洞中的银浆引到背面，这样电池的正负电极点都分布在电池片的背面，有效减少了正面栅线的遮光，提高了转化效率，同时降低了银浆的耗量和金属电极-发射极界面的少子复合损失。

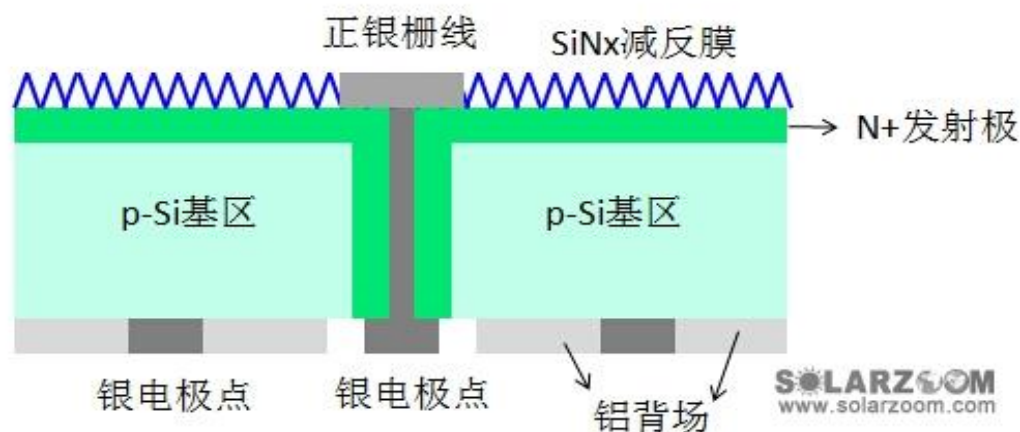


图4-7 P型硅 MWT 电池结构示意图

目前晶体硅电池产品量产的转化效率记录，一直被美国 Sunpower 公司的全背接触式(IBC)电池所保持，其电池和组件的量产转化效率分别达到 22%和 20%以上，但其生产工艺过于复杂，生产成本较常规产品高出 50%以上，所以只适合应用在一些面积有限的高端项目上。低成本的金屬纏繞（MWT）背接触技术被越来越多的人所关注，其中 MWT 背接触技术发展更快，已经实现从实验室阶段向产线进行过渡，极具发展前景。

8) 半片技术

半片技术通过降低组件内部电学损耗，使组件功率提升 2%，此外最大的价值在于使热斑温度降低 10~20℃，电池效率提升、双面电池的应用、大硅片的出现均会使组件热斑温度提高，因此半片或其他切片技术将成为标配以确保热斑可靠性，相对全片组件，半片组件在辐照好的地区具有发电优势。

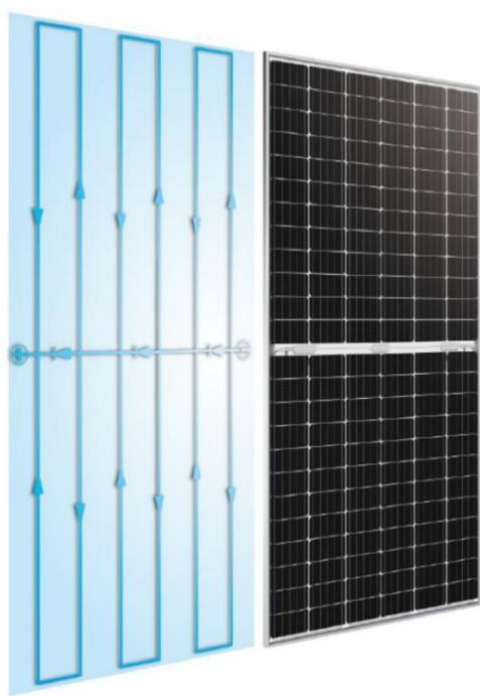


图4-8 半片电池组件图

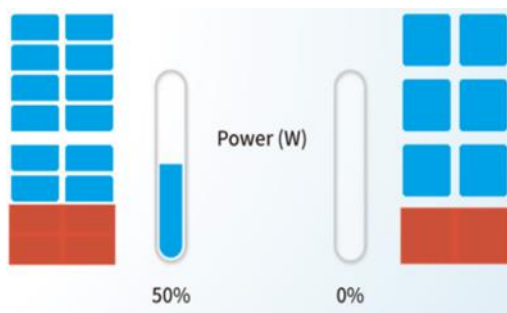


图4-9 半片和全片电池组件发热对比

目前 PERC 组件生产线改造成本低，只需常规的电池产品增加两道工序。PERC 电池组件可以达到 20.5%，少数可以做到 21%，未来 PERC 工艺最高可使单晶电池提高 5% 的功率，使得多晶电池提高 2.5% 的功率。PERC 单晶电池与传统单晶电池的量子效率比较，在高辐照度条件下相对效率相差不大；在低辐照度条件下，PERC 单晶组件弱光响应优于常规单晶组件；PERC 单晶和常规单晶光谱范围更广，从而具有更好的弱光发电能力，这一优势在阴雨天更为突出；在相同辐照条件下，每千瓦单晶系统的年总发电量高于多晶系统约 3% 左右。PERC 技术领先性主要体现在以下几个方面：

A、PERC 电池使用 AlO_x 作为背面钝化层，在 Al_2O_3 中，一般会有很多负的固定电荷，其负电荷可以有效地吸引 P 型中的空穴（多子），使 P 型层处于累积状态，有效的减少背表面的电子浓度，增加电子到达正表面的几率，增强电池钝化效应，从而有效提升电池效率。

B、PERC 电池背面 AlO_x 和 SiN_x 的反射器件会带来较好的长波响应，因而 PERC 电池也天生具有更好的发电性能及低辐照度性能，这一优势在阴雨天更为突出。

C、PERC 电池的长波效应优势保证了 PERC 组件更好发电能力量子效率体现了电池将光转换为电的能力，量子效率越高，电池效率越高；量子效率对比结果显示单晶电池无论是在短波还是近红外波段，量子效率都明显高于多晶。

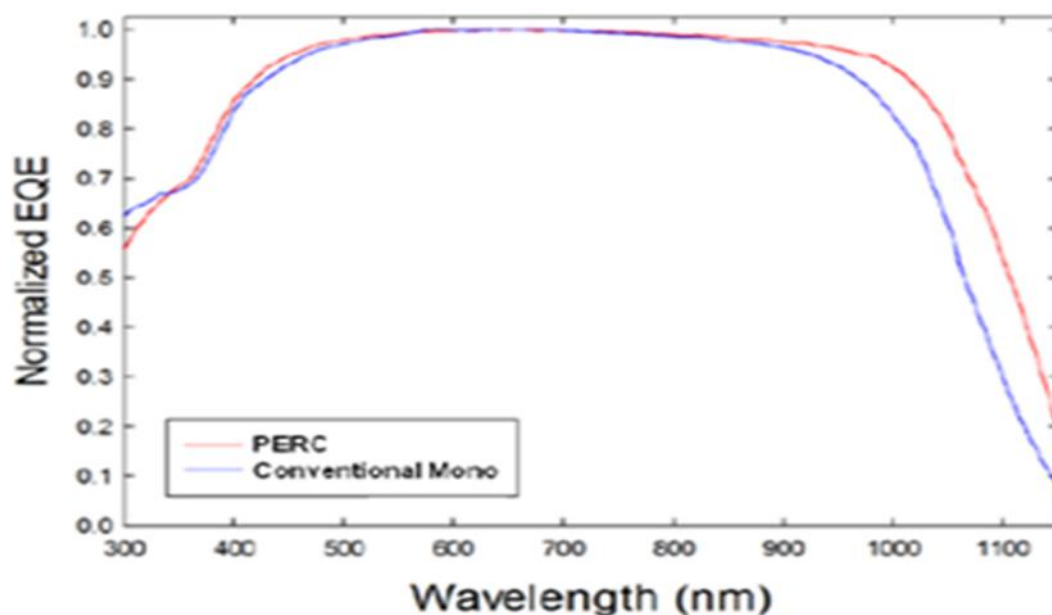
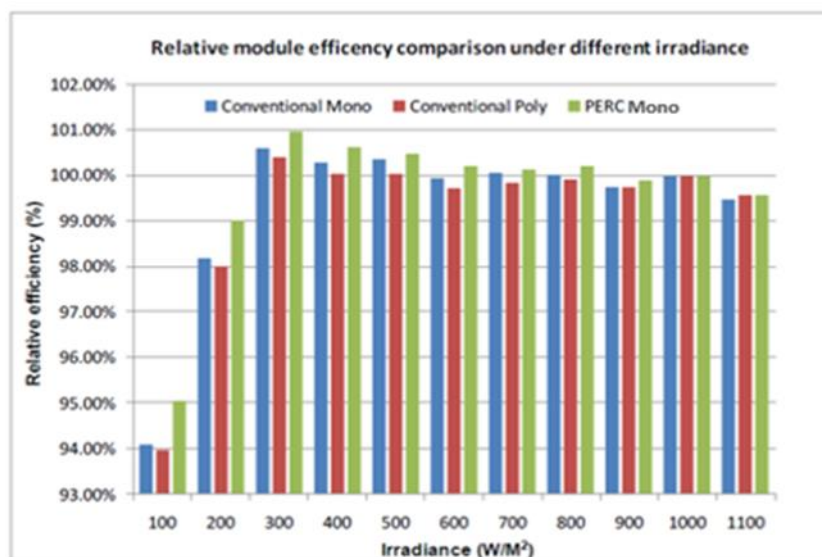


图4-10 PERC 电池量子效应图



Source:



图4-11 常规单晶，常规多晶，PERC 单晶组件的低辐照性能比较图

PERC 电池的长波效应优势保证了 PERC 组件更好发电能力量子效率体现了电池将光转换为电的能力，量子效率越高，电池效率越高；量子效率对比结果显示

示单晶电池无论是在短波还是近红外波段，量子效率都明显高于多晶。对于 PERC 来讲，单晶是更好的选择，PERC 技术可以大幅提高单晶光伏组件的发电效率，而且就在现有单晶组件生产线上改造成本低。所以越来越多的 PERC 生产线选择采用单晶路线。

根据市场产能和项目的先进性要求，本项目推荐采用 PERC、半片光伏组件。

4.1.3 市场主流产品型号对比

根据目前市场行情，单晶组件中 PERC 技术最为成熟、应用最为广泛、成本相对最低，但随着市场对高效组件转换效率需求的提高，半片、叠瓦、双面等技术逐步应用，转换效率比单纯 PERC 单晶更高，大批厂家已经量产化。主流一线品牌厂家的组件参数见下表。

表4-2 主流一线品牌组件参数表

序号	组件种类	电池片尺寸/mm	版型/mm	主流功率	转换效率
1	132 片 PERC 单面/双面/半片组件	210×70	2384×1304×35	645W/ 650W/ 655W/ 660W/ 665W/ 670W/	20.8%/ 20.9%/ 21.1%/ 21.2%/ 21.4%/ 21.6%/
2	144 片 PERC 单面/双面/半片组件	166×83	2094×1038×35	430W/ 435W/ 440W/ 445W/ 450W/ 455W/	19.8%/ 20.0%/ 20.2%/ 20.5%/ 20.7%/ 20.9%/
3	144 片 PERC 单面/双面/半片组件	166×83	2111×1046×30	430W/ 435W/ 440W/ 445W/ 450W/	19.5%/ 19.7%/ 19.9%/ 20.2%/ 20.4%/
4	132 片 PERC 单面/双面/半片组件	182×91	2073×1133×35	480W/ 485W/ 490W/ 495W/ 500W/	20.4%/ 20.6%/ 20.9%/ 21.1%/ 21.3%/
5	150 片 PERC 单面/双面/三分片组件	210×70	2187×1102×35	475W/ 480W/ 485W/ 490W/ 495W/ 500W/	19.70%/ 19.90%/ 20.10%/ 20.30%/ 20.50%/ 20.70%/
6	144 片 PERC 单面/双面/半片组件	182×91	2256×1133×35	520W/ 525W/ 530W/ 535W/ 540W/ 545W/	20.3%/ 20.5%/ 20.7%/ 20.9%/ 21.1%/ 21.3%/

7	110 片 PERC 单面/双面/半片组件	210×105	2384×1096×35	530W/ 535W/ 540W/ 545W/ 550W/	20.3%/ 20.5%/ 20.7%/ 20.9%/ 21.0%/
---	-----------------------	---------	--------------	---	--

采用 580W 光伏组件，工商业光伏发电系统成本降低约 5 分钱：

综上，从现场实际情况、抗腐蚀、电站投资成本、安装运输、场区可利用面积、装机容量、电缆损耗、产能以及采购订货时的可选择余地的角度综合考虑，本工程推荐选用 PERC 单晶 580Wp 单面单玻半片组件。

4.1.4 光伏组件主要技术参数

本项目推荐选用 PERC 单晶 580Wp 单面单玻半片组件（210 型电池片）。

（1）光伏组件参数如下：

表4-3 电性能参数表

项目	参数
峰值功率（Wp）	580
峰值功率电流（Isc）	13.62
峰值功率电压（Voc）	42.59
短路电流（Isc）	14.37
开路电压（Voc）	51.47
外形尺寸（mm）	2278×1134×30
重量（kg）	32
组件转换效率	22.26%
最大功率温度系数	-0.29%/°C
开路电压温度系数	-0.25%/°C

4.1.5 支架固定方式

据本工程现有屋面条件，根据现场瓦型拟定不同类型卡具、支架的安装方案，拟对角驰型双层彩钢瓦屋面，采用卡扣、暗扣、锁边等非穿透方式安装：

本项目拟采用横向布置的铝合金型材横梁，造价略高，但重量轻，对减少屋面的重力载荷有利。

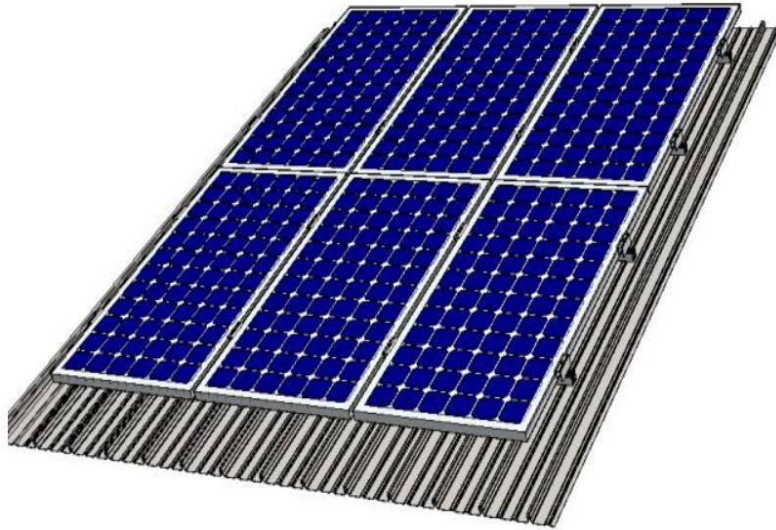


图4-12 角驰型彩钢瓦夹具及安装效果

对单层屋面系统，可采用立固型支架进行穿透性安装固定于屋面檩条上弦。钢结构经评估、加固后，光伏支架采用连接件与屋面板连接，并尽可能靠近檩条位置固定。连接件上端固定型材横梁，组件放置在横梁上，组件间或组件侧面用 T 型压块固定。

4.1.6 阵列排布

项目整体按照不同屋面形成子阵列，屋面内基本按照从西到东纵向排列，每一列一般布 18 块组件，相邻两列形成一个组串；不足 18 块的列，相邻列蛇形连接形成一个组串。根据场区组件分布情况，五个建筑阳面和阴面均安装光伏组件，总共划分为 10 个子方阵。每个光伏串列含 18 块 580W_p 组件，合计 810 个光伏组串。

4.1.7 组件接线方式

阵列的组件间接线方式按照上述组串的划分接线，中间连接端在屋面上方，组串出线在屋面下端，在此处出线置入线槽，沿着线槽到达地面逆变器输入端。

4.1.8 线槽布置方式

线槽布置在屋面下端和对应墙体立面到逆变器输入端，屋面部分长度与相应逆变器接入的组串相对应，汇集各组串出线经墙面线槽汇入逆变器输入端。

4.1.9 接地布置方式

组件间连接采用 BVR-1*4mm² 黄绿双色线在边框上接地孔连接，行间组件不需连接，每列组件屋面下端组件的接地线与扁钢热溶焊接连接；各列均如此连

接，汇集于屋面下端扁钢。

接地扁钢的位置与线槽的布置方式相同。布置在屋面下端和对应墙体立面到逆变器基础处接地极，屋面部分长度与相应逆变器接入的组串相对应，汇集各组串接地出线经墙面扁钢汇入逆变器基出处接地极。

4.2 逆变器选型

4.2.1 逆变器的技术指标

作为光伏发电系统中将直流电转换为交流电的关键设备之一，其选型对于发电系统的转换效率和可靠性具有重要作用。结合 GB/T19964-2012《光伏发电站接入电力系统技术规定》的及其它相关规范的要求，在本工程中逆变器的选型主要考虑以下技术指标：

（1）降低成本

对于大中型并网光伏电站工程，一般选用大容量并网逆变器。目前市场的大容量逆变器额定输出功率在 100kW~3125kW 之间，通常单台逆变器容量越大，单位造价相对越低，转换效率也越高。从初期投资、工程运行及维护方面考虑，若选用单台容量小的逆变器，则逆变器数量较多，初期投资相对较高，系统损耗大，并且后期的维护工作量也大；在大中型并网光伏电站工程中，应尽量选用单台容量大的并网逆变器，可在一定程度上降低投资，并提高系统可靠性；但单台逆变器容量过大，则故障时对发电系统出力影响较大。因此，在实际选型时，应全面综合考虑。

（2）转换效率高

逆变器转换效率越高，则光伏发电系统的转换效率越高，系统总发电量损失越小，系统经济性也越高。因此在单台额定容量相同时，应选择效率高的逆变器。

本工程要求逆变器在额定负载时效率不低于 95%，在逆变器额定负载 10% 的情况下，也要保证 90%（大功率逆变器）以上的转换效率。逆变器转换效率包括最大效率和欧洲效率，欧洲效率是对不同功率点效率的加权，这一效率更能反映逆变器的综合效率特性。而光伏发电系统的输出功率是随日照强度不断变化的，因此选型过程中应选择欧洲效率高的逆变器。

（3）直流输入电压范围宽

太阳能电池组件的端电压随日照强度和环境温度变化，逆变器的直流输入电压

范围宽，可以将日出或日落前后太阳辐照度较小的时间段的发电量加以利用，从而延长发电时间，增加发电量。如在落日余晖下，辐照度小电池组件温度较高时电池组件工作电压较低，如果直流输入电压范围下限低，便可以增加这段时间的发电量。

（4）最大功率点跟踪

太阳电池组件的输出功率随时变化，因此逆变器的输入终端电阻应能自适应于光伏发电系统的实际运行特性，随时准确跟踪最大功率点，保证光伏发电系统的高效运行。

（5）输出电流谐波含量低，功率因数高

光伏电站接入电网后，并网点的谐波电压及总谐波电流分量应满足 GB/T14549-1993《电能质量公用电网谐波》的规定，光伏电站谐波主要来源是逆变器，因此逆变器必须采取滤波措施使输出电流能满足并网要求。要求谐波含量低于 3%，逆变器功率因数接近于 1。

（6）具有低电压耐受能力

依据 GB/T19964-2012《光伏发电站接入电力系统技术规定》中要求大型和中型光伏电站应具备一定的耐受电压异常的能力，避免在电网电压异常时脱离，引起电网电源的损失。这就要求所选并网逆变器具有低电压耐受能力，具体要求如下：

- a) 光伏发电站的并网点电压跌至 0 时，光伏发电站应不脱网连续运行 0.15s；
- b) 光伏发电站并网点电压跌至曲线 1 以下时，光伏发电站可以从电网切除。

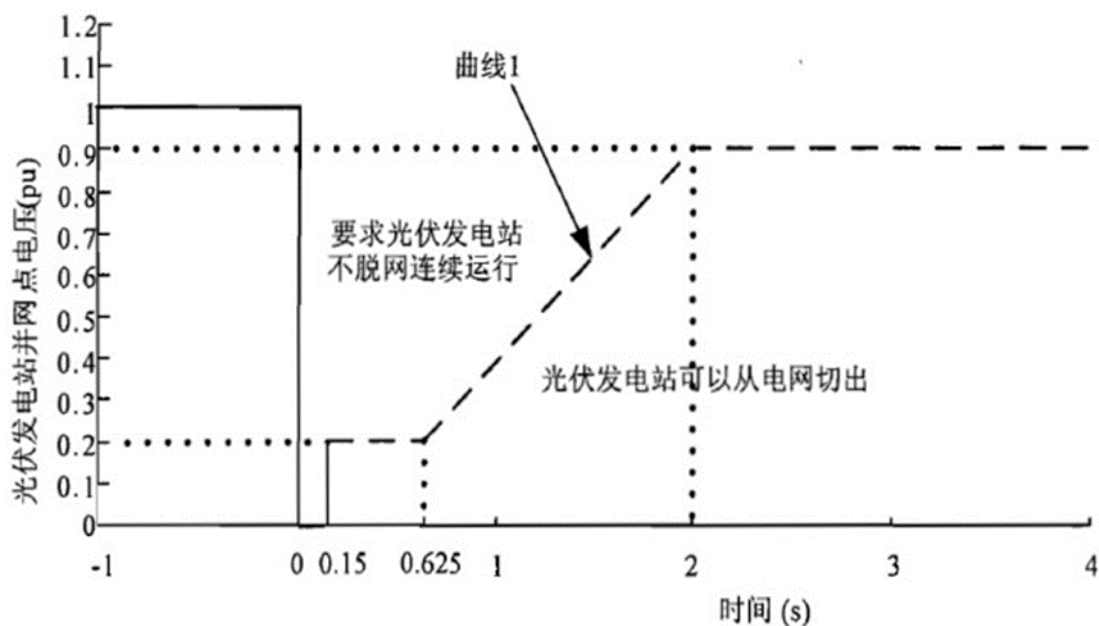


图4-13 光伏电站低电压穿越能力要求

(7) 系统频率异常响应

依据 GB/T19964-2012《光伏电站接入电力系统技术规定》中要求大型和中型光伏电站应具备一定的耐受系统频率异常的能力，逆变器频率异常时的响应特性至少能保证光伏电站在下表所示电网频率偏离下运行。

表4-4 光伏电站在不同电力系统频率范围内的运行规定

频率范围	运行要求
低于 48Hz	根据光伏电站逆变器允许运行的最低频率而定
48Hz~49.5Hz	频率每次低于 49.5Hz，光伏电站应能至少运行 10min
49.5Hz~50.2Hz	连续运行
50.2Hz~50.5Hz	频率每次高于 50.2Hz，光伏电站应能至少运行 2min，并执行电网调度机构下达的降低出力或高周切机策略；不允许处于停运状态的光伏电站并网
高于 50.5Hz	立刻终止向电网线路送电，且不允许处于停运状态的光伏电站并网

(8) 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，如在一定程度过电压情况下，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。

系统发生扰动后，在电网电压和频率恢复正常范围之前逆变器不允许并网，且在系统电压频率恢复正常后，逆变器需要经过一个可调的延时时间后才能重新并网。

(9) 具有保护功能

根据电网对光伏电站运行方式的要求，逆变器应具有交流过压、欠压保护，

超频、欠频保护，防孤岛保护，短路保护，交流及直流的过流保护，过载保护，反极性保护，高温保护等保护功能。

（10）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主控室，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，便于电站数据处理分析。

4.2.2 逆变器的分类

光伏并网逆变器是光伏电站的核心设备之一，主要技术指标有额定容量，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，畸变因数等。其基本功能是将光伏电池组件输出的直流电转化为交流电，然后输入电网中。逆变器具有全自动运行停止功能。当光伏组件产生了足够的电能，逆变器启动，同时电子控制系统开始将电能逆变为交流电。当电能输入低于某一阈值时，逆变器断开连接，停止运行。此外，它还有最大功率跟踪控制功能、防孤岛运行功能等。

本小节详细对比组串式逆变器方案、集中式逆变器方案以及集散式逆变器方案，具体情况如下：

1.集中式逆变器简介

a.集中式逆变器特点及应用

在光伏电站发展的初期，由于当时电站建设成本很高，组串式逆变器没有规模量产，技术门槛和设备成本相对集中式相对较高。集中式逆变器人工安装，采用备品备件维护的方式，快速赢得了市场，所以电站级逆变器基本都采用集中式逆变器。

发展到现今，集中式逆变器功率等级从 100kW 逐步上升，目前国内主要功率等级为 3125kW 的箱式逆变器。通常防护等级为 IP54，安装在电力集装箱内部或同变压器集中进行一体化放置。重量和体积比较大，在安装时和场地内的运输时主要采取大型的机械进行配合的方式进行。子阵内需要先进行几级汇聚，将组件产生的直流电通过直流汇流箱和直流柜汇聚后接入集中式逆变电站。一般 3.125MW 箱式逆变器由几台小型功率模块构成，所以 MPPT 路数一般为 1~6 路左右。这种集约化的放置方式使得集中式逆变器单机成本更为低廉。

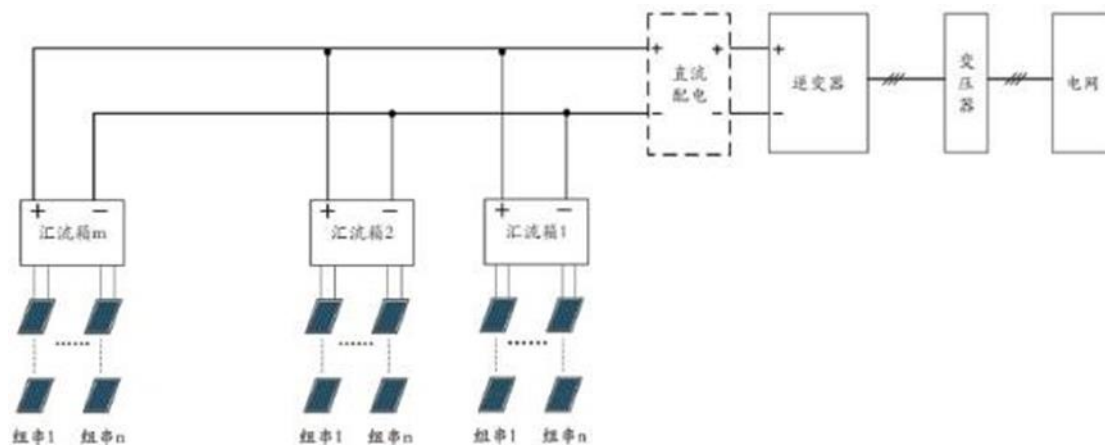


图4-14 集中式光伏逆变系统

b.集中式逆变器分类

按应用场景分：室内型集中式逆变器、室外型集中式逆变器、预装式室外用逆变器。

按 MPPT 方案分：单路 MPPT 逆变器：绝大多数现市场主流产品；多路 MPPT 逆变器。

按冷却方式分：强制风冷：绝大多数现市场主流产品；液冷：由于造价较高，在光伏电站中已经较少见到。

按照容量分类：一般分为 500kW、1000kW、1500kW、2000kW、2500kW、3000kW、3125kW。

2.组串式逆变器简介

a.组串式逆变器特点及应用

随着光伏电站的规模化发展，技术创新和应用创新推动下，为了更好的在多样化、复杂化的位置建设光伏电站，组串逆变器从 2013 年后实现了快速发展。

伴随技术的进步，组串式逆变器功率等级从原来的 3~20kW 逐渐增加，目前可见较大容量的单机逆变器可以达到 175~225kW。

由于防护等级较高，一般为 IP65。体积比较小、重量较轻，采用免维护设计方案，安装和一般性的移动，人工即可完成。具备室外安装的条件，所以率先在分布式电站、山地电站等复杂场景受到客户喜爱，又因为组串式逆变器单位直流容量采用的数量更多，光伏组串直流输入直接接入组串式逆变器输入端，较少辅助设备种类。一般是 2~4 路直流输入配置一路 MPPT，相比集中式逆变器多出近百倍的 MPPT 模块设置（组件发电最大功率点跟踪模块），所以发电量明显更优，场景越复杂发电量差异越明显。

在组串式逆变器发展进程中，随着价格下降和技术创新，组串式逆变器在智能化和产品稳定性方面逐步提升；随着数字化技术的跨界融合，和规模化量产后超高的产品质量，组串式逆变器在地面电站中逐渐开始规模应用。

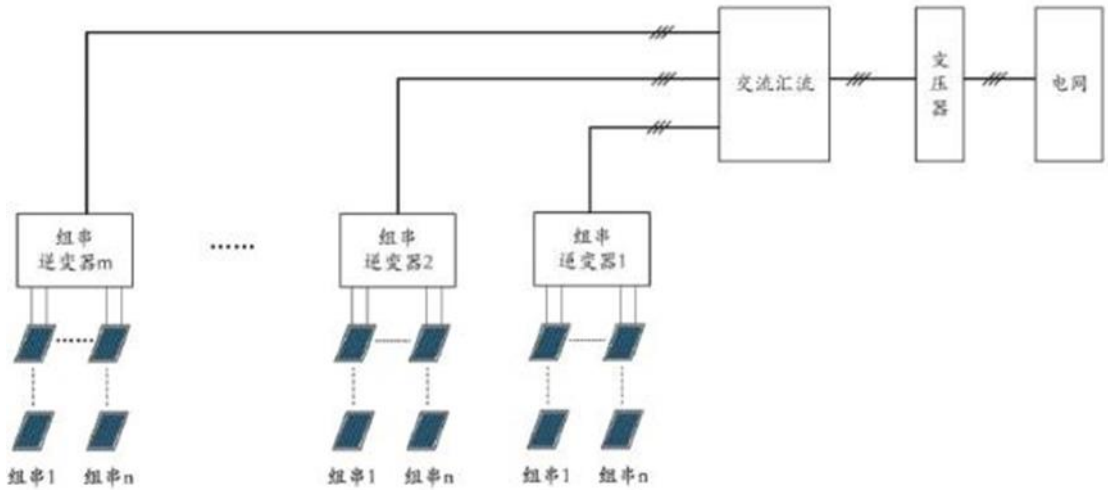


图4-15 组串式光伏逆变系统

b.组传式逆变器分类

按应用场景分：低压并网逆变器（直接并 380V，本地消纳）、中压并网逆变器。

按输入与 MPPT 路数分：3 路 MPPT、每路 1~2 串输入；2 路 MPPT、每路 3~4 路输入等；9 路 MPPT、每路 2 串输入；12 路 MPPT、每路 2 串输入等。

按冷却方式分：自然散热；强制风冷。

3.集散式逆变器简介

分散式跟踪集中逆变光伏器（以下简称“集散式逆变器”），在传统光伏汇流箱基础上，增加 DC/DC 升压变换硬件单元和 MPPT 控制软件单元，构成智能光伏控制器实现了最多每 4 串 PV 组件对应 1 路 MPPT 的分散跟踪功能，大大降低了组件参数不一致、局部阴影、仰角差异等因素导致的效率损失。同时，改进的光伏汇流箱（光伏控制器）输出电压升高到 820V~1000V 后，至逆变器实现集中逆变，逆变器交流输出电压升高到 520V，从而最大程度上减小了交直流线缆传输损耗和逆变器发热损耗，有效提升系统效率。主要特点：多路 MPPT（2 个 PV 组串对应一路 MPPT），减少失配损失，提供发电量；交直流升压，降低交直流线损，提高系统效率。

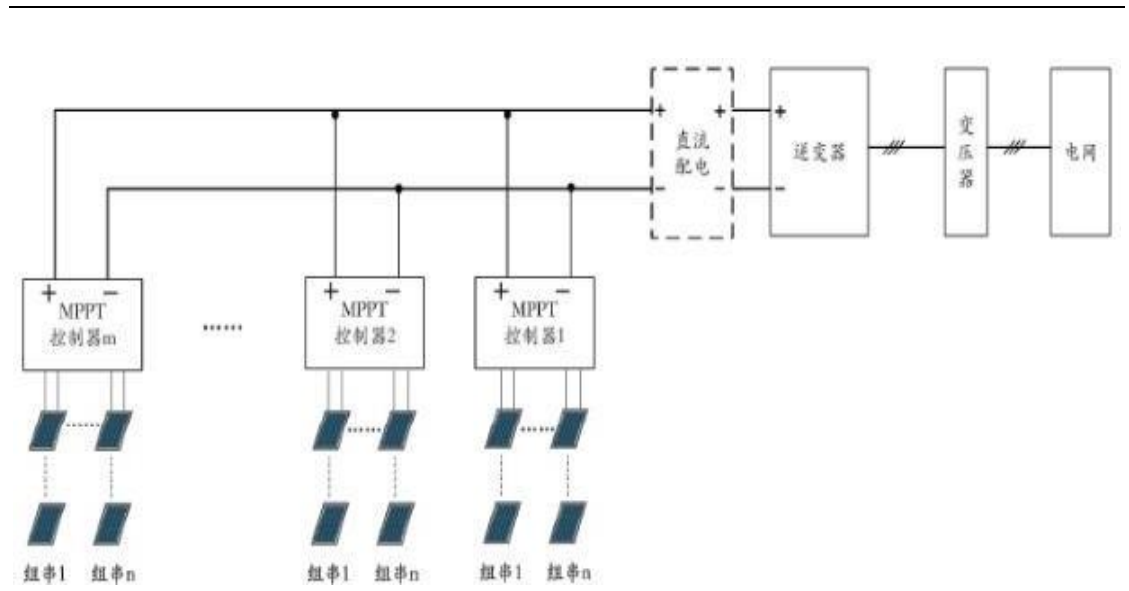


图4-16 集散式光伏逆变系统

集散式逆变方案最早由国外的公司提出，但由于当时技术不成熟，所以一直应用很少。其每 MW 光伏单元 MPPT 跟踪路数也远大于集中式逆变方案，能有效提高发电量，但增加 MPPT 功能后，大量使用分立的功率器件，可靠性无保障；直流升压汇流通道依然存在，并且电压更高，所有直流电压汇集到一起，直流拉弧发生概率更高；同时前后级没有快速可靠的通信和控制，使其很难通过零电压穿越、高电压穿越。集散式方案其性能、电网安全要求、可靠性和寿命都尚需经过一段时间的运行检验，综合来说技术难度较大，对设备厂商的综合技术要求较高。

4.2.3 逆变器的选择

本项目装机容量为 5496.48kWp，装机容量相对较小，且采用 400V 并网，结合项目实际情况、当前市场行情及逆变器直流侧技术路线，本小节选择直流侧 1100V 系统和 1500V 系统进行相关对比分析。

表4-5 组串式逆变器直流侧不同电压等级对比表

类别	1100V 系统	1500V 系统	对比结果
逆变器功率范围	10~130kW	175~320kW	1100V 系统逆变器机型多样，可选择余地较大，可适应各种不同屋面；但本项目只有一栋建筑，屋顶结构单一，均为钢结构屋面，屋顶面积小，采用 1100V 机型，可降低逆变器成本，方便后期运维检修
逆变器直流最大输入电压	1100V	1500V	二者均存在一定的由接头松动、接线不规范而造成的安全隐患，但可通过严把施工质量、加装绝缘套管降低安全隐患风险
组串设计	16~20 块/串	23~26 块/串	一般来说单个组串组件数量越多，组串凑对难度增加，灵活性降低，因本项目屋顶平坦、面积较小，故选用 1100V 系统。

逆变器交流输出电压	400V	800V	1500V 系统交流输出电压较高，更适合中远距离输电，交流线损相对较小，本项目输出电压较低，故采用 1100V 系统。
逆变器交流出线电缆选型	3+1 芯	3 芯	二者电缆主芯截面相同
并网电压等级	400V	10kV	1100V 更适合本项目
是否需要增设变压器	需要	需要	无差别
并网点数量	1 个	1 个	无差别

通过以上对比分析并结合项目实际情况，相较 1500V 系统，1100V 系统机型逆变器成本低，更便于施工安装、运维检修；交直流电缆数量少，更能降低系统造价；交直流电缆输出电压高，电缆损耗少，更能提高系统发电量，提高项目收益。因此，本项目推荐选用直流侧 1100V 系统机型。

综上，从电站全寿命周期的安全性、初始投资、容配比、市场行情、产品采购、发电效益、运行维护等方面综合比选，本项目推荐采用 1100V-100kW 组串式逆变器，对于组件数量不足时，考虑采用 1100V 适当功率组串式逆变器。

4.2.4 逆变器主要性能参数

表4-6 225kW 逆变器主要性能参数

功率类型	225kW
最大输入电压	1500V
最小输入电压/启动电压	500V/500V
额定输入电压	1080V
MPPT 电压范围	500V~1500V
满载 MPPT 电压范围	860V~1300V
MPPT 数量	12 每路 MPPT
每路 MPPT 最大输入组串数	2
最大输入电流	360A（12×30A）
最大直流短路电流	600A（12×50A）
额定输出功率	225kW
最大输出功率	247.5kW
最大输出视在功率	247.5kVA
最大输出电流	178.7A
额定输出电流	
额定电网电压	3/PE, 800V
电网电压范围	640~920V
电网频率范围	45~55Hz/55~65Hz
总电流波形畸变率	<3%（额定功率下）
直流分量	<0.5%In 功率因数
功率因数/功率因数可调范围	>0.99/0.8 超前 - 0.9 滞后
馈电相数/输出端相数	3/3
最大效率/欧洲效率	99.01%/98.52%
直流反接保护	具备
交流短路保护	具备
漏电流保护	具备
电网监控	具备
直流开关	具备
组串检测	具备

夜间无功	具备
PID 防护及修复	具备
直流拉弧检测	可选
浪涌保护	直流二级/交流二级
尺寸（宽×高×深）	1051×660×363mm
重量	99kg
安装方式	壁挂式
隔离方式	无变压器
防护等级	IP66
夜间自耗电	<2W
工作温度范围	-35~+60℃
工作湿度范围	0~100%
冷却方式	智能强制风冷
最高工作海拔	5000m（>4000m 降额）
显示	LED, Bluetooth+APP
通讯	RS485/PLC（选配）
直流端子类型	MC4-Evo2
交流端子类型	OT/DT 压接端子（最大 300mm ² ）

4.3 光伏电站发电系统总效率

（1）光伏组件总效率

光伏组件在能量转换与传输过程中的损失主要包括有：

a、光伏组件效率：在 1000W/m² 太阳辐射强度下，无其他外界因素影响的组件直流输出功率与标称功率之比，取值 99.25%；

b、组件匹配损失：对于精心设计、精心施工的系统，约有 2.13%的损失；

c、太阳辐射损失：包括组件表面尘埃遮挡及不可利用的低、弱太阳辐射损失（含 IAM 和 LID），取值 2%和 2.68%；

d、光伏组件一致性偏差损失，取值 0.5%；

e、灰尘遮挡等损失，取值 2.42%；

综合上述各分项损失，光伏阵列效率取 89.9%。

（2）逆变器总效率

逆变器总效率：逆变器输出的交流电功率与直流输入功率之比。主要包括逆变器的转换损失、最大功率点跟踪(MPPT)精度等损失。本阶段中所选用的逆变器的转换效率取 97.93%。

（3）并网输电效率

a、低压直流线路等其它损失，取值 0.73%；

a、交流输电效率：从逆变器输出至高压电网的传输效率,其中包括升压变压器的效率和交流电气连接的线路损耗等。本阶段中交流输电效率取 97.24%。

综上所述，光伏发电系统的总效率等于上述各部分效率的乘积，即 85.61%。

表4-7 光伏发电系统效率汇算表

序号	名称	效率系数(%)
1	光伏组件效率	$\mu_1=99.25\%$
2	光伏组件失配损失	$\mu_2=97.87\%$
3	光伏组件一致性偏差损失	$\mu_3=99.5\%$
4	光伏组件不可利用的太阳辐射损失	$\mu_4=95.32\%$
5	光伏组件表面灰尘遮挡损失	$\mu_5=97.58\%$
6	光伏组件总效率	$\eta_1\mu_1*\mu_2*\mu_3*\mu_4*\mu_5=89.9\%$
7	逆变器转换效率	$\mu_6=98.00\%$
8	逆变器MPPT效率	$\mu_7=99.95\%$
9	逆变器系统自耗电损失	$\mu_8=99.98\%$
10	逆变器总效率	$\eta_2\mu_6*\mu_7*\mu_8=97.93\%$
11	升压变压器效率	$\mu_9=99.8\%$
12	低压直流线损	$\mu_{10}=99.27\%$
13	低压交流线损	$\mu_{11}=99.15\%$
14	高压交流线损	$\mu_{12}=98.99\%$
15	并网输电效率	$\eta_3\mu_9*\mu_{10}*\mu_{11}*\mu_{12}=97.24\%$
16	光伏电站总效率	$\eta_1*\eta_2*\eta_3=85.61\%$

4.4 年发电量计算

本项目 10.82MW 光伏发电量预测，组件输出功率衰减按工信部《光伏制造行业规范条件》（2021 年本）文件执行，晶硅组件衰减率首年不高于 2.0%，后续每年不高于 0.55%。光伏电站按 25 年运营期考虑，则第 1 年到第 25 年的年发电量如下表所示。

年份	衰减率	发电量(万 kWh)	小时
第 1 年	2.00%	1252.80	1160
第 2 年	0.55%	1245.91	1154
第 3 年	0.55%	1239.02	1147
第 4 年	0.55%	1232.13	1141
第 5 年	0.55%	1225.24	1134
第 6 年	0.55%	1218.35	1128
第 7 年	0.55%	1211.46	1122
第 8 年	0.55%	1204.57	1115
第 9 年	0.55%	1197.68	1109
第 10 年	0.55%	1190.79	1103
第 11 年	0.55%	1183.90	1096
第 12 年	0.55%	1177.01	1090
第 13 年	0.55%	1170.12	1083
第 14 年	0.55%	1163.22	1077
第 15 年	0.55%	1156.33	1071

第 16 年	0.55%	1149.44	1064
第 17 年	0.55%	1142.55	1058
第 18 年	0.55%	1135.66	1052
第 19 年	0.55%	1128.77	1045
第 20 年	0.55%	1121.88	1039
第 21 年	0.55%	1114.99	1032
第 22 年	0.55%	1108.10	1026
第 23 年	0.55%	1101.21	1020
第 24 年	0.55%	1094.32	1013
第 25 年	0.55%	1087.43	1007
总计		29252.88	1160
年均		1170.12	1160

1.3.42MW 发电两预测如下：首年发电量约 396.95 万 kWh，25 年共计发电量 9268.83 万 kWh。

年份	衰减率	发电量(万 kWh)	小时
第 1 年	2.00%	396.95	1160
第 2 年	0.55%	394.77	1154
第 3 年	0.55%	392.59	1147
第 4 年	0.55%	390.40	1141
第 5 年	0.55%	388.22	1134
第 6 年	0.55%	386.04	1128
第 7 年	0.55%	383.85	1122
第 8 年	0.55%	381.67	1115
第 9 年	0.55%	379.49	1109
第 10 年	0.55%	377.30	1103
第 11 年	0.55%	375.12	1096
第 12 年	0.55%	372.94	1090
第 13 年	0.55%	370.75	1083
第 14 年	0.55%	368.57	1077
第 15 年	0.55%	366.39	1071
第 16 年	0.55%	364.20	1064
第 17 年	0.55%	362.02	1058
第 18 年	0.55%	359.84	1052
第 19 年	0.55%	357.65	1045
第 20 年	0.55%	355.47	1039
第 21 年	0.55%	353.29	1032
第 22 年	0.55%	351.10	1026
第 23 年	0.55%	348.92	1020
第 24 年	0.55%	346.74	1013
第 25 年	0.55%	344.55	1007
总计		9268.83	1160
年均		370.75	1083

2.3.39MW 光伏发电量预测如下：首年发电量约 393.59 万 kWh，25 年共计发电量 9190.28 万 kWh。

年份	衰减率	发电量（万 kWh）	小时
第 1 年	2.00%	393.59	1160
第 2 年	0.55%	391.42	1154
第 3 年	0.55%	389.26	1147
第 4 年	0.55%	387.09	1141
第 5 年	0.55%	384.93	1134

第 6 年	0.55%	382.76	1128
第 7 年	0.55%	380.60	1122
第 8 年	0.55%	378.43	1115
第 9 年	0.55%	376.27	1109
第 10 年	0.55%	374.11	1103
第 11 年	0.55%	371.94	1096
第 12 年	0.55%	369.78	1090
第 13 年	0.55%	367.61	1083
第 14 年	0.55%	365.45	1077
第 15 年	0.55%	363.28	1071
第 16 年	0.55%	361.12	1064
第 17 年	0.55%	358.95	1058
第 18 年	0.55%	356.79	1052
第 19 年	0.55%	354.62	1045
第 20 年	0.55%	352.46	1039
第 21 年	0.55%	350.29	1032
第 22 年	0.55%	348.13	1026
第 23 年	0.55%	345.96	1020
第 24 年	0.55%	343.80	1013
第 25 年	0.55%	341.63	1007
总计		9190.28	1160
年均		367.61	1083

3.2.2MW 光伏发电量预测如下：首年发电量约 255.66 万 kWh，25 年共计发电量 5969.75 万 kWh。

年份	衰减率	发电量（万 kWh）	小时
第 1 年	2.00%	255.66	1160
第 2 年	0.55%	254.26	1154
第 3 年	0.55%	252.85	1147
第 4 年	0.55%	251.45	1141
第 5 年	0.55%	250.04	1134
第 6 年	0.55%	248.63	1128
第 7 年	0.55%	247.23	1122
第 8 年	0.55%	245.82	1115
第 9 年	0.55%	244.41	1109
第 10 年	0.55%	243.01	1103
第 11 年	0.55%	241.60	1096
第 12 年	0.55%	240.20	1090
第 13 年	0.55%	238.79	1083
第 14 年	0.55%	237.38	1077
第 15 年	0.55%	235.98	1071
第 16 年	0.55%	234.57	1064
第 17 年	0.55%	233.17	1058
第 18 年	0.55%	231.76	1052
第 19 年	0.55%	230.35	1045
第 20 年	0.55%	228.95	1039
第 21 年	0.55%	227.54	1032
第 22 年	0.55%	226.13	1026
第 23 年	0.55%	224.73	1020
第 24 年	0.55%	223.32	1013
第 25 年	0.55%	221.92	1007
总计		5969.75	1160
年均		238.79	1083

4.1.8MW 光伏发电预测如下：首年发电量约 255.66 万 kWh，25 年共计发电量 5969.75 万 kWh。

年份	衰减率	发电量（万 kWh）	小时
第 1 年	2.00%	208.80	1160
第 2 年	0.55%	207.65	1154
第 3 年	0.55%	206.50	1147
第 4 年	0.55%	205.35	1141
第 5 年	0.55%	204.21	1134
第 6 年	0.55%	203.06	1128
第 7 年	0.55%	201.91	1122
第 8 年	0.55%	200.76	1115
第 9 年	0.55%	199.61	1109
第 10 年	0.55%	198.46	1103
第 11 年	0.55%	197.32	1096
第 12 年	0.55%	196.17	1090
第 13 年	0.55%	195.02	1083
第 14 年	0.55%	193.87	1077
第 15 年	0.55%	192.72	1071
第 16 年	0.55%	191.57	1064
第 17 年	0.55%	190.43	1058
第 18 年	0.55%	189.28	1052
第 19 年	0.55%	188.13	1045
第 20 年	0.55%	186.98	1039
第 21 年	0.55%	185.83	1032
第 22 年	0.55%	184.68	1026
第 23 年	0.55%	183.54	1020
第 24 年	0.55%	182.39	1013
第 25 年	0.55%	181.24	1007
总计		4875.48	1160
年均		195.02	1083

五、电气设计

5.1 设计依据

编制依据和主要引用标准、规范如下：

（1）《国家发展改革委办公厅关于开展大型并网光伏示范电站建设有关要求的通知》（发改办能源〔2007〕2898 号）

（2）光伏电站有关设计规程规范

《太阳光伏能源系统术语》（GB/T2297-1989）

《光伏（PV）系统电网接口特性》（GB/T20046-2006）

（3）其它国家及行业设计规程规范

《外壳防护等级（IP 代码）》（GB/T4208-2017）

《电能质量供电电压偏差》（GB/T12325-2008）

《电能质量电压波动和闪变》(GB/T12326-2008)

《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T14285)

《电能质量公用电网谐波》(GB/T14549-2006)

《电能质量三相电压不平衡》(GB/T15543-2008)

《电能质量电力系统频率偏差》(GB/T15945-2008)

《低压系统内设备绝缘的配合》(GB/T16935-2016)

《建筑设计防火规范（2018 年版）》(GB50016-2014)

《电力装置的继电保护和自动装置设计规范》(GB/T50062-2008)

《建筑物防雷设计规范》(GB/T50057-2010)

《电力工程电缆设计标准》(GB50217-2018)

《3.6kV~40.5kV 交流金属封闭开关设备和控制设备》(DL/T404-2018)

《电能计量装置技术管理规程》(DL/T448-2012)

《高压/低压预装式变电站》(DL/T537-2018)

《多功能电能表》(DL/T614-2007)

《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》(GB/T50064-2014)

《交流电气装置的接地设计规范》(GB50065-2011)

《电力工程直流电源系统设计技术规程》(DL/T5044-2014)

《电测量及电能计量装置设计技术规程》(DL/T5137-2001)

国家电网公司 Q/GDW617-2011 《光伏电站接入电网技术规定》

光伏发电工程可行性研究报告编制规程 (NB/T32043-2018)

国家电网设备〔2018〕979 号《国家电网有限公司关于印发十八项电网重大反事故措施（修订版）的通知》

以上规范与标准如有最新版，均以最新版为准。

5.2 电力系统现状

拟建光伏包含 XX、XX、XX3 个建筑屋顶，3 个车间每个车间设置有 1 座 10kV 开闭站，每个开闭站由 1 路 10kV 国网公司电源供电。10kV 供电系统现状图见图下图：

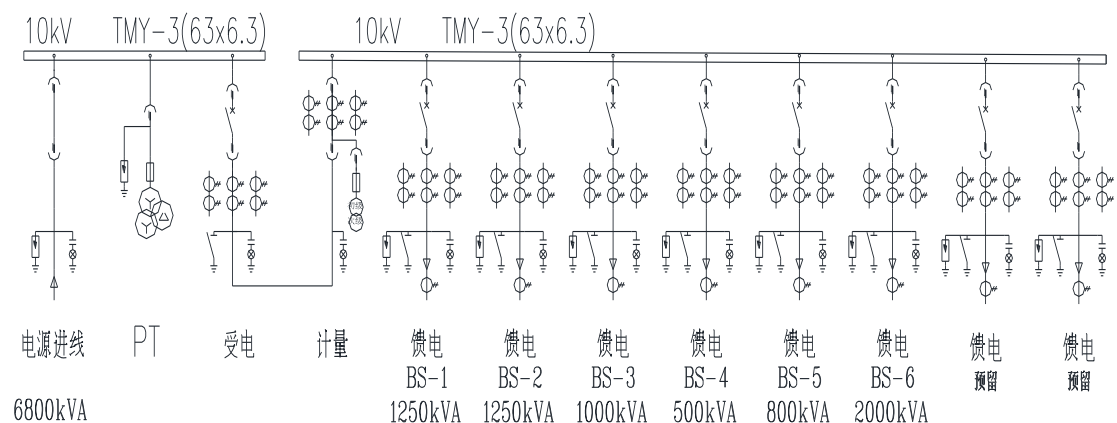


图5-1 4GB 联合厂房 10kV 配电所供电系统现状图

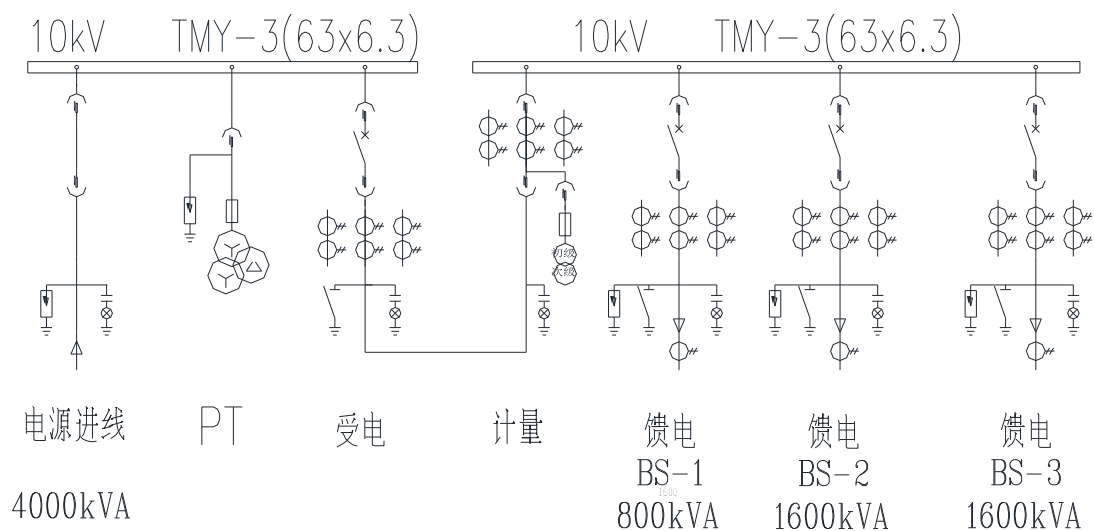
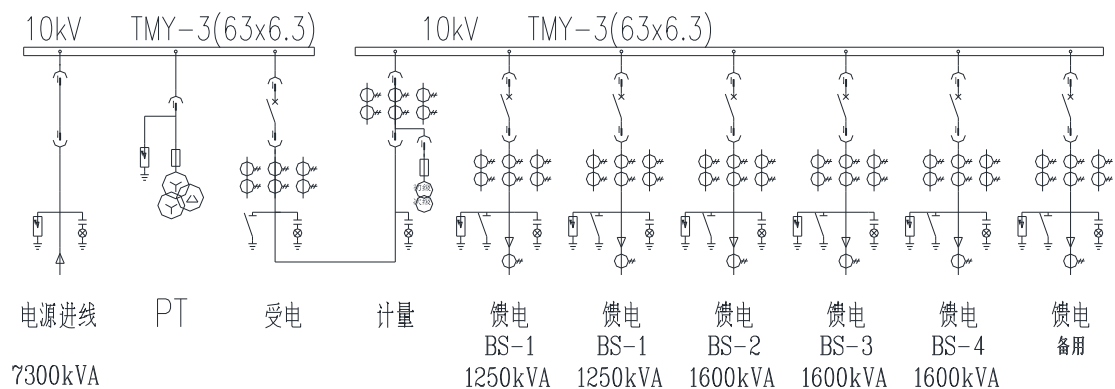
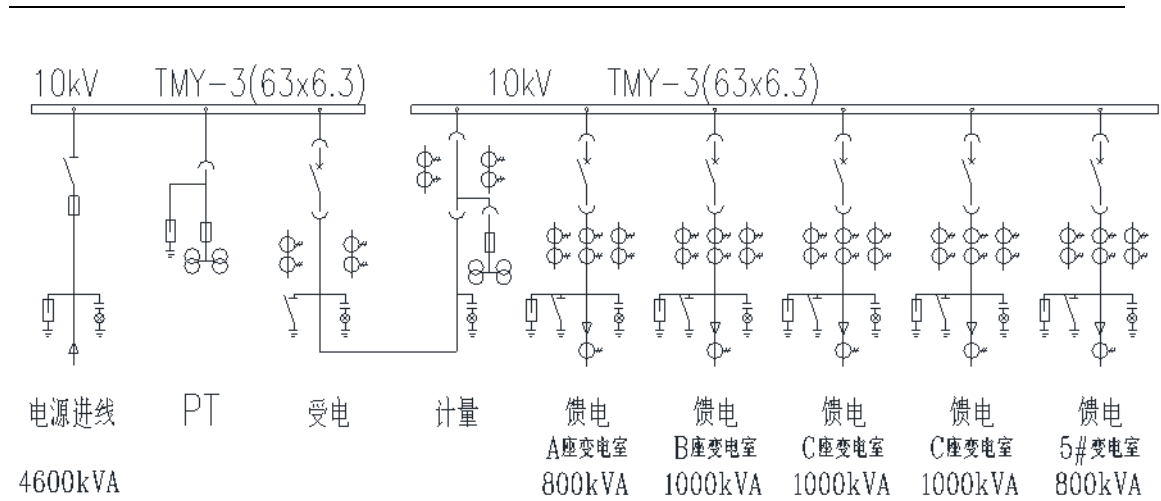


图5-2 4GC 联合厂房 10kV 配电所供电系统现状图



A 座、B 座为办公写字楼，C 座为吉林省备灾数据中心，D 座为综合厂房包括仓库、食堂、活动中心、办公区等。园区设置 1 座座 10kV 开闭站，为 A 座、B 座、D 座提供 10kV 电源，A 座、B 座、D 座每个建筑设置 1 座低压变电室。C 座吉林省备灾数据中心设置单独的 10kV 室内配电站，由 2 路单独的国网市政电源供电，并设置单独的计量表，与园区供电系统无关联。



5.3 接入系统

5.3.1 接入系统电压等级选择

光伏电站实际接入电网电压等级及方案需要根据当地电网情况综合经济技术比较而定。

根据国家电网公司编制的《国家电网公司分布式光伏发电接入系统典型设计（2016版）》（该典型设计范围为10kV及以下电压等级接入电网，且单个并网点总装机容量小于6MW的分布式电源接入系统方案设计）接入电压等级所规定：

对于单个并网点，接入的电压等级应按照安全性、灵活性、经济性的原则，根据分布式电源容量、导线载流量、上级变压器及线路可接纳能力、地区配电网情况综合比选后确定。

分布式电源并网电压等级根据装机容量进行初步选择的参考标准如下表确定。

表5-1 分布式能源并网电压等级确定

供电电压等级	装机容量
220V	≤8kW
380V	8kW~400kW
10kV	400kW~6MW

根据《国家电网公司分布式光伏发电接入系统典型设计（2016版）》规定，单回400kW~6MW可接入10kV。本工程XX、XX、XX、别为3393kWp、3422kWp、2204kWp、1800kWp，以上4个光伏发电系统拟分别采用1路10kV线路接入系统。

5.3.2 接入系统方案

本工程XX、XX、XX、机容量分别为3393kWp、3422kWp、2204kWp、1800kWp，

从本工程屋顶分布式光伏项目的装机规模来看，本项目属于中型光伏发电系统，应采用 10kV 及以上电压等级送出。

本工程设置 4 个 10kV 接入点：XX 推荐以一回 10kV 电缆线路接入本车间内的 10kV 开闭站；XX 推荐以一回 10kV 电缆线路接入本车间内的 10kV 开闭站；XX 推荐以一回 10kV 电缆线路接入本车间内的 10kV 开闭站；

型设计（XGF10-Z-1）执行。

5.4 电气一次

5.4.1 电气主接线

本工程 XX、4GC 自用，余电上网”的模式建设，划分为 4 个 10kV 低压并网点。

直流侧采用 1500V 系统，选用 225kW 逆变器，光伏系统采用“分块发电，集中并网”的总体设计方案，以单台逆变器为 1 个发电单元。各车间初步方案如下：

XX：采用变压器单元接线，设置 2 台 1600kVA 变压器，接入 13 台逆变器，综合交直流容配比 1.16；

XX：采用变压器单元接线，设置 1 台 2000kVA 变压器，接入 8 台逆变器，综合交直流容配比 1.22；

XX：采用变压器单元接线，设置 2 台 1600kVA 变压器，接入 13 台逆变器，综合交直流容配比 1.17；

，设置 1 台 1600kVA 变压器，接入 7 台逆变器，综合交直流容配比 1.14；

每个接入点设置 10kV 开关站，开关站采用单母线接线，设置 1 回集电线路进线柜、1 回并网出线柜、1 回站用变柜、1 回母线 PT 柜、1 回计量柜。

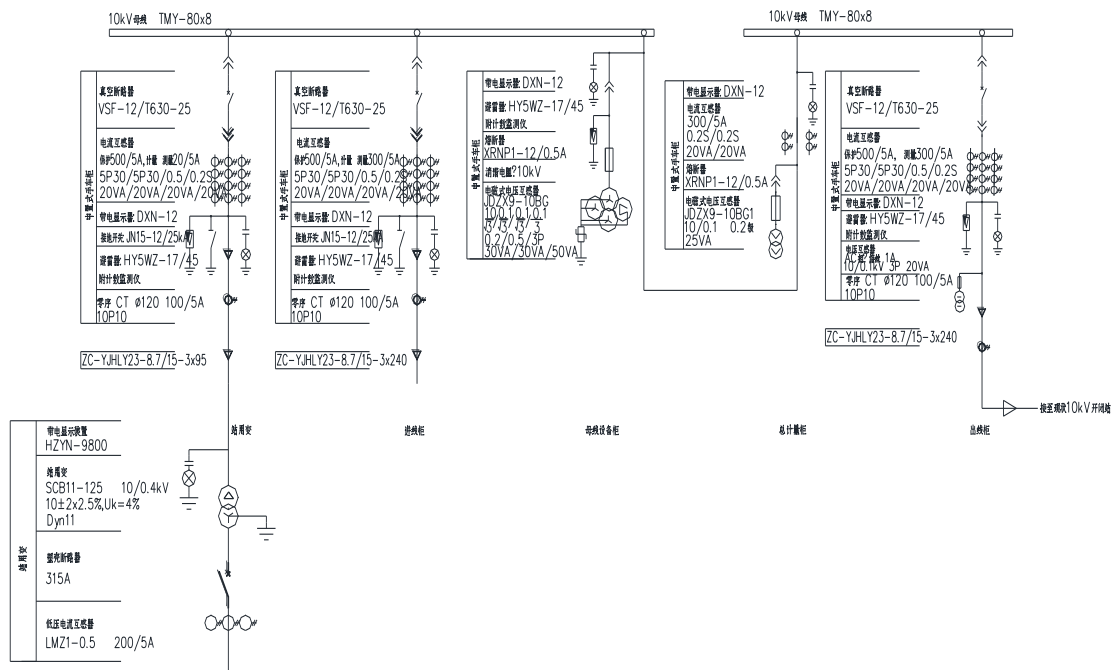


图5-3 开关站电气主接线图

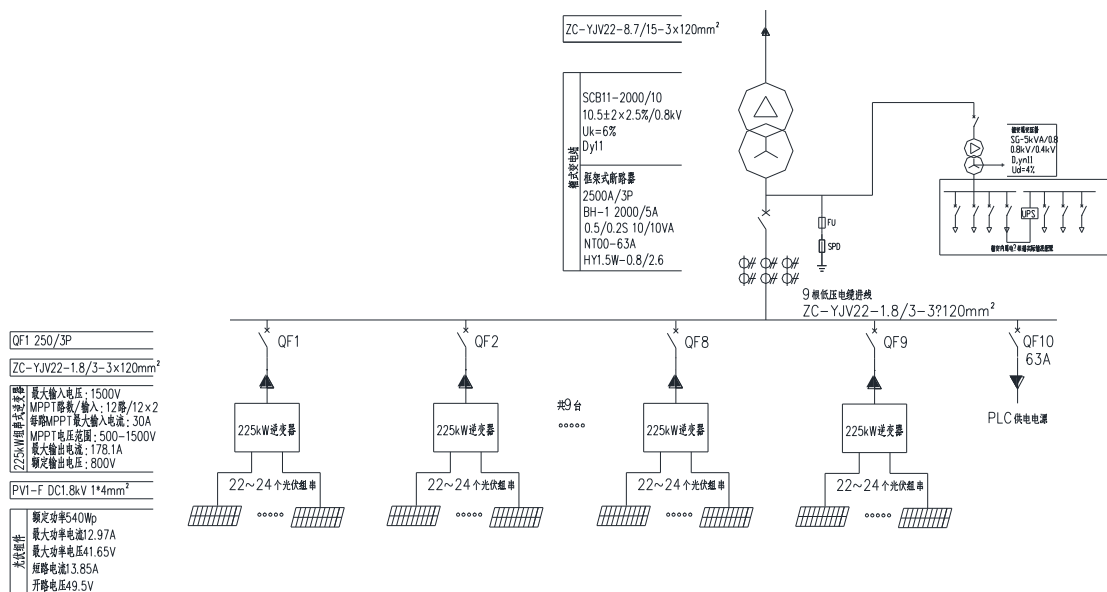


图5-4 光伏方阵接线系统图

5.4.2 主要电气设备选择

1.组串式逆变器

本工程主要选用 1500V-225kW 组串式逆变器。

逆变器需具备防孤岛保护功能，光伏电站内逆变器的防孤岛保护主要有频率偏移、功率变动、电压相位跳动等检测手段，动作时间在 100ms~1s。孤岛现象保护是逆变器并网保护中最为重要、优先级别最高的保护。要求光伏系统必须在电网失压 2s 以内停止向电网线路送电。

并网逆变器的功率因数和电能质量应满足电网要求，具有低、零电压穿越功能。各项性能指标满足国网公司《光伏电站接入电网技术规定》、《国网电网公司低压分布式光伏发电并网接入典型设计技术导则》、《IEC62446：2009 并网光伏发电系统文件、试运行测试和检查的基本要求》、《GB/T18479-2001：地面用光伏（PV）发电系统概述和导则》、《GB/T19939-2005：光伏系统并网技术要求》、GB/T20046-2006：光伏（PV）系统电网接口特性》、《IEC/TR60755：2008 保护装置剩余电流动作的一般要求》、《CNCA/CTS0004-2009400V 以下低压并网光伏发电专用逆变器技术要求和试验方法》要求。

具备能量管理平台功能，实现远方控制逆变器输出功率的调节，逆变器具备无功功率调节功能，支持恒功率因数，恒无功功率和恒电压无功功率调节模式。

表5-2 组串式逆变器参数表

功率类型	225kW
最大输入电压	1500V
最小输入电压/启动电压	500V/500V
额定输入电压	1080V
MPPT 电压范围	500V~1500V
满载 MPPT 电压范围	860V~1300V
MPPT 数量	12 每路 MPPT
每路 MPPT 最大输入组串数	2
最大输入电流	360A（12×30A）
最大直流短路电流	600A（12×50A）
额定输出功率	225kW
最大输出功率	247.5kW
最大输出视在功率	247.5kVA
最大输出电流	178.7A
额定输出电流	
额定电网电压	3/PE, 800V
电网电压范围	640~920V
电网频率范围	45~55Hz/55~65Hz
总电流波形畸变率	<3%（额定功率下）
直流分量	<0.5%In 功率因数
功率因数/功率因数可调范围	>0.99/0.8 超前 - 0.9 滞后
馈电相数/输出端相数	3/3
最大效率/欧洲效率	99.01%/98.52%
直流反接保护	具备
交流短路保护	具备
漏电流保护	具备
电网监控	具备
直流开关	具备
组串检测	具备
夜间无功	具备
PID 防护及修复	具备
直流拉弧检测	可选
浪涌保护	直流二级/交流二级
尺寸（宽×高×深）	1051×660×363mm
重量	99kg

安装方式	壁挂式
隔离方式	无变压器
防护等级	IP66
夜间自耗电	<2W
工作温度范围	-35~+60℃
工作湿度范围	0~100%
冷却方式	智能强制风冷
最高工作海拔	5000m (>4000m 降额)
显示	LED, Bluetooth+APP
通讯	RS485/PLC (选配)
直流端子类型	MC4-Evo2
交流端子类型	OT/DT 压接端子 (最大 300mm ²)

2.箱式变电站

本项目共新建 1 台 1600kVA 箱式变压器、1 台 2000kVA 箱式变压器、1 台 3150kVA 箱式变压器。

箱式变电站可以选择欧式箱式升压变电站、美式升压变电站或华式箱式升压变电站，以下为比较结果：

表5-3 箱变形式对比表

项目	技术优点	技术缺点	造价
美式箱变	技术成熟，高压元器件封闭在变压器油箱内，散热条件好，布置紧凑，体积小。	防腐蚀性能较差	造价适中
欧式箱变	技术成熟，各元器件相互隔离，任何元件故障不影响其它部分，防腐蚀性能较好。	体积比较大维护检修比较复杂，维护工作比较多	造价稍高
华式箱变	技术成熟，同美式箱变相比增加了接地开关、避雷器，接地开关与主开关之间有机机械联锁，这样可以保证在进行箱变维护时人身的绝对安全。	防腐蚀性能较差	造价略高于美变

主要从技术上、运行环境上考虑，本工程推荐选择检修简单、价格合理的欧式箱变。

箱式变压器低压侧带断路器，高压侧带负荷开关。其技术参数见下表。

表5-4 1600kVA 箱变技术参数表

设备名称	技术参数	备注
变压器	变压器型式	干式无励磁调压双绕组变压器
	额定容量	1600kVA
	电压比	10.5±2×2.5%/0.8kV
	短路阻抗	Ud=6%
	接线组别	D, y11
	低压侧中性点接地方式	不接地
低压设备	框架式断路器	2500A/3P
	电流互感器	2000/5A, 0.5/0.2S, 10/10VA
	避雷器	HY1.5W-0.8/2.6
辅助变压器	型号	SG-5kVA/0.8
	电压比	0.8kV/0.4kV
	短路阻抗	Ud=4%
	接线组别	Dyn11

表5-5 2000kVA 箱变技术参数表

设备名称		技术参数	备注
变压器	变压器型式	干式无励磁调压双绕组变压器	
	额定容量	2000kVA	
	电压比	10.5±2×2.5%/0.8kV	
	短路阻抗	Ud=6%	
	接线组别	D, y11	
	低压侧中性点接地方式	不接地	
低压设备	框架式断路器	2500A/3P	
	电流互感器	2000/5A, 0.5/0.2S, 10/10VA	
	避雷器	HY1.5W-0.8/2.6	
辅助变压器	型号	SG-5kVA/0.8	
	电压比	0.8kV/0.4kV	
	短路阻抗	Ud=4%	
	接线组别	Dyn11	

3.10kV 开关柜

10kV 配电装置选用户内金属铠装封闭开关柜设备 KYN28A-12 型 10kV 开关柜。

开关柜主要技术参数见下表。

表5-6 开关柜主要技术参数

类别		参数	备注
开 关 柜	断路器	真空断路器, 12kV, 630A, 31.5kA	
	电流互感器	干式, 200/5A, 5P30/5P30/0.5/0.2S, 30/30/30/30VA	并网出线
		干式, 200/5A, 5P30/5P30/0.5/0.2S, 30/30/30/30VA	光伏进线
		干式, 200/5A, 0.5/0.2S, 30/30VA	计量柜
	避雷器	氧化锌, HY5WZ-51/134	
	电压互感器	全绝缘, $(10/\sqrt{3}) / (0.1/\sqrt{3})$ kV, 0.5 (3P), 30VA	线路 PT
		全绝缘, $(10/\sqrt{3}) / (0.1/\sqrt{3}) / (0.1/\sqrt{3}) / (0.1/3)$ kV, 0.2/0.5/3P, 50/50/100VA	母线 PT
		全绝缘, 10/0.1kV, 0.2, 30VA, VV 接线	计量 PT
	熔断器	限流式, 12kV, 0.5A	PT 柜
		限流式, 12kV, 5A	站用变柜
	接地开关	40.5kV, 31.5kA	
	零序电流互感器	干式, $\Phi 160$, 150/5A, 10P10, 7.5VA	

5.4.3 无功补偿

本工程通过逆变器进行无功补偿, 不在单独配置无功补偿装置。

5.4.4 电力电缆选择

电缆及电缆设施按 GB50217-2018 《电力工程电缆设计标准》进行设计。

组串式逆变器至交至箱变之间的连接根据距离采用 ZRC-YJLHV22-1.8/3kV-3x120+1x70mm² 铝合金交联电力电缆。10kV 并网出线柜至接入点之间采用 ZRC-YJY22-8.7/15-3×95mm² 交联电力电缆连接。

5.4.5 电气设备布置

本工程逆变器安装于屋顶支架, 箱变安装室外, 10kV 开关柜及二次屏柜安

装于现有车间 10kV 开闭站内。

5.4.6 防雷接地

1. 防雷

由于太阳能电池方阵和逆变升压装置高度通常不大于 5m，以高度指标衡量，依照 GB50057-2010《建筑物防雷设计规范》可以不考虑直击雷防护；但是太阳能电池方阵占地面积大，电池的组件边框采用铝合金，电池板均采用角钢、槽钢等钢性物质固定，均为导电性能良好的金属材料，容易遭受直接雷击和形成感应过电压。因此，可考虑根据光伏发电项目安装所在地的年平均雷暴日数和电池板的占地面积，客观地分析光伏方阵遭受直击雷的概率，再参照《建筑物防雷设计规范》进行设计。

（1）光伏电池方阵区直击雷保护

光伏组件边框与支架可靠等电位连接，然后与接地网可靠连接，为增加雷电流散流效果，可将站内所有光伏组件支架可靠连接，并与建筑物避雷带可靠连接。

（2）逆变升压配电系统的直击雷保护

逆变器布置在屋面上，变压器配布置在临近室外。逆变升压设备与原有屋顶避雷带可靠连接，用于逆变升压配电系统的直击雷保护。

（3）配电装置的雷电侵入波保护

为防止感应雷、浪涌等情况造成过电压而损坏配电房内的并网设备，其防雷措施主要采用防雷器来保护。

2. 接地

本工程利用厂房原有的接地系统。根据 GB/T50065-2011《交流电气装置的接地设计规范》规定，对所有要求接地或接零的设备均应可靠地接地或接零。所有电气设备外壳、开关装置和开关柜接地母线、架构、电缆支架和其它可能事故带电的金属物都应可靠接地。本系统中，支架、太阳能板边框以及连接件均是金属制品，每个子方阵自然形成等电位体，所有子方阵之间都要进行等电位连接并通过引下线与接地网就近可靠连接，接地体之间的焊接点应进行防腐处理。电站的保护接地、工作接地采用一个总的接地装置。根据 GB/T50065-2011《交流电气装置的接地设计规范》高、低压配电装置共用接地系统，接地电阻要求 $R \leq 4 \Omega$ 。

根据 GB50797-2012《光伏发电站设计规范》，光伏阵列应连续、可靠接地，

接地电阻 R 应小于 4 Ω，本工程光伏阵列按 $R \leq 4 \Omega$ 设计。

5.4.7 电缆敷设及防火封堵

逆变器出线电缆采用 ZRC-YJLHV22-1.8/3kV-3x120+1x70mm² 铝合金电缆，箱变至 10kV 开关柜及并网线路采用 ZRC-YJY22-8.7/15kV-3×95mm² 阻燃铜芯电缆。

屋顶电缆敷设采用新建槽式桥架敷设，建筑物内电缆采用沿厂区电缆桥架敷设。

电缆防火延燃措施按国标 GB50217-2018《电力工程电缆设计标准》中电缆防火和阻止延燃措施设计。

电缆采用阻燃电缆作为防火的主要措施。对电缆沟进各建筑物的入口及主控楼各控制，保护屏底部的留孔，进行防火封堵，并在封堵处两侧各 1 米范围内的电缆外皮涂防火涂料，在电缆沟的分支处设置适当的防火墙。

微机监控和微机保护的电流、电压、信号接点引入线均采用屏蔽电缆。屏蔽层接地措施按国标 GB50217-2018《电力工程电缆设计标准》和 DL/T5136-2012《火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程》的要求设计。

5.4.8 电气一次主要设备和材料

表5-7 光伏场区电气一次主要设备材料

编号	名称	规格	单位	数量	备注
1	光伏组件	580Wp 单晶单面单玻半片组件	块	18654	10.819MWp
2	光伏逆变器	225kW 组串式逆变器 直流最大输入电压 1500V 交流额定输出电压 800V 12 路 MPPT/24 路输入	台	41	采用 485 通讯
3	10kV 组合式箱式变电站	户内干变 SCB13-10.5/0.8-1600kVA 10.5±2×2.5%/0.8kV Ud=6.0%，Dy11 低压侧 10 路输入	台	5	含箱变测控装置：采集、规约转换、光纤环网三合一）
3	10kV 组合式箱式变电站	户内干变 SCB13-10.5/0.8-2000kVA 10.5±2×2.5%/0.8kV Ud=6.0%，Dy11 低压侧 10 路输入	台	1	含箱变测控装置：采集、规约转换、光纤环网三合一）
4	低压直流电缆	PV1-FDC1800V1×4mm ²	km	140	组串出线
5	低压交流电缆	ZRC-YJLHV22-1.8/3kV-3x120+1x70mm ²	km	8.5	逆变器出线
6	电缆槽盒	100×100×1.2mm 热镀锌钢板	km	5	槽式桥架
7		200×100×1.5mm 热镀锌钢板	km	3	
8		400×100×2.0mm 热镀锌钢板	km	1	
9	电缆埋管	PVC 管，D100mm	km	1	过路埋管
10	PE 套管	黑色波纹软管，Φ50	km	2	电缆保护管

11	组件接地线	BVR-1*6mm ²	km	3	
12	设备接地线	BVR-1*16mm ²	km	0.6	
13	水平接地体	圆钢（镀锌）φ12mm	km	8	
14	水平接地体	扁钢（镀锌）50*5mm	km	0.8	
15	阻火包	250 型	t	2	
16	防火涂料	SFD	t	1.5	
17	有机堵料/ 无机堵料	CP670	t	1	
18	电缆终端	ZC-YJLHV22-1.8/3kV3×150mm ²	套	82	
19	MC4 接头	组串内接线使用	套	800	匹配组件
20	1.5kV 黄腊管	φ20（玻璃纤维套管）	km	3	绝缘、阻燃套管

表5-8 光伏开关站电气一次设备材料清册

序号	名称	规格	单位	数量	备注
一	光伏开关站				
1	10kV 汇流进线柜	KYN28A-12, 630A, 31.5kA	面	4	
2	10kV 并网出线柜	KYN28A-12, 630A, 31.5kA	面	4	
3	10kV 母线设备柜	KYN28A-12, 630A	面	4	
4	10kV 站用变柜	KYN28A-12, 630A	面	4	
5	10kV 计量柜	KYN28A-12, 630A	面	4	
6	10kV 电力电缆	ZRC-YJY22-8.7/15kV-3×95mm ²	km	1	
7	10kV 电力电缆终端	户内，铜，冷缩式，配合 ZRC-YJY22-8.7/15kV-3×95mm ²	套	12	
8	水平接地体	热镀锌扁钢-50×5mm	m	300	
9	防火包		t	0.3	
10	防火涂料		t	1.5	
11	有机防火堵料		t	1.5	
12	电缆保护管	热镀锌钢管 Φ 100mm	米	100	
二	并网线路				
1	10kV 电力电缆	ZRC-YJY22-8.7/15kV-3×95mm ²	米	300	
2	10kV 电力电缆终端	户内，铜，冷缩式，配合 ZRC-YJY22-8.7/15kV-3×95mm ²	套	8	

5.5 电气二次

5.5.1 设计依据和原则

1.设计依据

电气二次部分编制依据及主要引用标准如下：

- (1) GB/T14285-2006 继电保护和安全自动装置技术规程
- (2) GB50116-2013 火灾自动报警系统设计规范
- (3) GB50217-2007 电力工程电缆设计规范
- (4) GB/T50063-2017 电力装置电测量仪表装置设计规范
- (5) DL/T448-2016 电能计量装置技术管理规程
- (6) DL/T5002-2005 地区电网调度自动化设计技术规程
- (7) DL/T5003-2005 电力系统调度自动化设计技术规程
- (8) DL/T5044-2014 电力工程直流系统设计技术规程

-
- (9) DL/T5136-2012 火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程
 - (10) GB/T19939 光伏系统并网技术要求
 - (11) GB/T19964 光伏发电站接入电力系统技术规定
 - (12) GB/T32900-2016 《光伏发电站继电保护技术规范》
 - (13) 电监安全【2006】34 号关于印发《电力二次系统安全防护总体方案》
 - (14) 能源局【2014】14 号令《电力监控系统安全防护规定》

国家电网设备〔2018〕979 号《国家电网有限公司关于印发十八项电网重大反事故措施（修订版）的通知》

《电测量及电能计量装置设计技术规程》（DL/T5137-2001）

国家电网公司 Q/GDW617-2011 《光伏电站接入电网技术规定》

以上规范与标准如有最新版，均以最新版为准。

2.设计原则

(1) 本电站按“无人值班”（少人值守）的原则设计，采用计算机监控为基础的控制方式，并预留有远程集中监控平台的通信接口及数据采集传输设备安装位置。

(2) 10kV 开关站设置一套计算机监控系统，站控层网络采用双网冗余结构。

(3) 电站设置中央控制室，实现对全站电气设备的集中监控管理。

(4) 安装电能质量在线监测系统，监测并网点电能质量指标，并上传至电能质量在线监测主站。

(5) 各二次系统和设备均满足电力系统二次安全防护要求。

5.5.2 监控系统

1.计算机监控系统的主要任务

计算机监控系统根据电力系统的要求和光伏电站的运行方式，完成对光伏发电系统及开关站电气设备的自动监视、控制和调节，主要包括：

- (1) 准确、及时地对电气设备运行信息进行采集和处理并实时上送。
- (2) 对电气设备进行实时监控，保证其安全运行和管理自动化。
- (3) 根据电力系统调度对本站的运行要求，进行最佳控制和调节。

2.计算机监控系统结构

计算机监控系统采用开放式、分层全分布网络结构，分别设置站控层设备和间隔层控制设备，站控层设备与间隔层控制设备之间采用双星型以太网连接。站

控层控制设备功能分布，间隔层控制设备按监控对象设置现地控制单元，当监控系统站控层设备及网络停运时，间隔层控制单元仍然可以实现对设备进行一对一操作、调节。

3.计算机监控系统设备配置

系统配置包括硬件配置和软件配置。

（1）站控层控制设备配置

- a) 主机兼操作员站：1 套，主机双重化配置，同时运行，互为热备用。
- b) 远动通信设备：设备 1 套智能远动 DTU 设备。
- c) 微机五防系统：根据变电站的防误闭锁方案，选择配置 1 套微机五防系统，包含五防主机，五防逻辑闭锁软件以及电编码锁具。
- d) 智能设备接口：站控层配置 1 套智能接口设备。
- e) 打印机：配置 1 台 A3 网络打印机。
- f) 系统时钟：配置 1 套对时装置，GPS+北斗双钟源，同时配置 1 套同时时钟监测装置。

（2）网络设备

- a) 站控层网络：配置 1 台 24 电口 4 光口网络交换机。
- b) 其他网络设备：包括光/电转换器，接口设备（如光纤接线盒）和网络连接线、电缆、光缆及网络安全设备等。

（3）现地层控制设备配置

- a) I/O 测控单元：具有交流采样、测量、防误闭锁、同期检测、就地断路器紧急操作和单接线状态及测量数字显示等功能，对全站运行设备的信息进行采集、转换、处理和传送。开关电气设备按每个电气单元配置，母线单元单独配置，公用单元单独配置。10kV 设备采用保护、测控一体化装置。
- b) 二次设备网络交换机：配置 1 台网络交换机，用于测控、保护设备组网及与厂站层网络交换机连接。

4.计算机监控系统的功能

计算机监控系统设置如下功能：

（1）数据采集和处理

监控系统能实现数据采集及处理功能，包括模拟量、开关量、电能量及其它智能装置的数据。监控系统通过 I/O 测控单元实时采集模拟量、开关量等信息量；

通过智能设备接口及数据采集器接收来自其他智能装置的数据。模拟量除直流电压、温度通过变送器输入外，其余电气量采用交流采样输入；开关量通过无源接点输入；其它智能设备信息采用数据通信的方式输入。

监控系统对模拟量进行定时采集、越限报警；对状态量进行定时采集、设备异常报警及事件记录等数据处理。

（2）数据库的建立与维护

监控系统应建立实时数据库，存储并不断更新来自 I/O 单元及通信接口的全部实时数据；应建立历史数据库，存储并定期更新需要保存的历史数据和运行报表数据。数据库应有极高的安全性，所有经采集的数据均不能修改，数据库应能在线维护，或离线生成数据库。

（3）控制与调节

监控系统控制与调节的对象包括开关站各电压等级断路器、隔离开关、电动操作接地开关、变压器有载调压分接头位置、无功补偿设备及光伏发电场逆变器启/停等。

控制调节方式包括调度中心控制调节、监控系统厂站层控制调节、现地控制层控制调节。并具备调度中心/监控系统厂站层、监控系统厂站层/现地控制层的控制调节切换功能，且应相互闭锁，同一时刻仅允许一级控制，上述控制方式控制级别由低到高。监控系统能够根据上级调度下达的高压母线电压或无功功率给定曲线进行电压—无功控制。电压—无功自动调节控制统一考虑对无功补偿设备的投切与调节、对主变分接头位置的调节及对光伏发电输出无功功率的调节。监控系统应根据上级调度下达的有功功率给定值或给定的负荷曲线，控制光伏发电输出的有功功率。

在自动控制过程中，程序遇到任何软件、硬件故障，均输出报警信息，停止控制操作，并保持所控设备的状态。

（4）防误闭锁

应具有防止误拉、合断路器；防止带负荷拉、合刀闸；防止带电挂接地线；防止带地线送电；防止误入带电间隔的功能（五防）。

所有操作控制均经防误闭锁，并有出错报警信号和判断信息输出，监控系统设置微机五防系统，远方操作时通过微机五防系统实现面向全站设备的操作闭锁功能，就地操作时由电脑钥匙和锁具实现各电气单元的操作闭锁功能。

（5）报警处理

监控系统具有事故报警和预告报警功能。事故报警包括非正常操作引起的断路器跳闸和保护装置动作信号；预告报警包括一般设备变位、状态异常信息、模拟量或温度量越限等。报警处理分类、分层进行，便于查阅、检索。报警输出信息直观、醒目，并伴有声、光报警。

（6）事件顺序记录及事故追忆

事件顺序记录功能应将事件过程中各设备动作顺序，带时标记录、存储、显示、打印，生成事件记录报告，供查询，并将事件顺序记录带时标上送调度中心。

事故追忆范围为事故前 1min 到事故后 2min 的所有相关模拟量值，采样周期与实时系统采样周期一致。系统可生成事故追忆表，以显示、打印方式输出。

（7）画面生成及显示

监控系统应具有用户编辑、生成画面的功能。应具有电网拓扑识别功能，实现带电设备的颜色标识，应具有图元编辑图形制作功能，在中控室操作员工作站显示器上显示的各种信息应以报告、图形等形式提供给运行人员。

画面显示内容包括：全站电气主接线图、分区及单元接线图、实时及历史曲线显示、棒图（电压和负荷监视）、间隔单元及全站报警显示图、监控系统配置及运行工况图、保护配置图、直流系统图、站用电系统图、报告显示、表格显示等。

电气主接线图中应包括电气量实时值，设备运行状态、潮流方向，断路器、隔离开关、接地开关位置，“就地/远方”转换开关位置等，图形和曲线可储存及硬拷贝，用户可生成、制作、修改图形。

（8）在线计算及制表

监控系统对所采集的各种电气量的原始数据进行工程计算。应对变电站运行的常规参数进行统计计算，对主要设备的运行状况进行统计计算，对自动控制方案进行优化计算等。计算结果应可以处理和显示。

监控系统应能生成不同格式的生产运行报表，包括实时值表、正点值表、开关站负荷运行日志表（值班表）、电能量表、向电调汇报表、交接班记录、事件顺序记录一览表、报警记录一览表、微机保护配置定值一览表、主要设备参数表、自诊断报告等。生成的报表可以方便的进行实时及定时显示、召唤及定时打印，并能由用户编辑、修改、定义、增加和减少。

（9）远动功能

监控系统配置远动通信设备，实现无扰动自动切换，通过以太网与站级计算机系统相连接，实现站内实时信息向各级调度和电力数据网上发送或接收调度指令。远动通信设备具有远动数据处理、规约转换及通信功能，满足调度自动化的要求，并具有串口输出和网络口输出能力，能同时适应通过常规模拟通道和调度数据网通道与各级调度端主站系统通信的要求。

（10）时钟同步

监控系统采用 GPS+北斗标准时钟对时，同时具备通过远动通信设备接收调度时钟同步的功能，对时精度应满足电力系统设备对时间同步准确度要求。

（11）人一机联系

值班员可借助鼠标或键盘方便地在屏幕上与计算机对话。

运行人员通过操作员工作站调用、显示和拷贝各种图形、曲线、报表；发出操作控制命令；查看历史数值以及各项定值；图形及报表的生成、修改；报警确认，报警点的退出/恢复；操作票的显示、在线编辑和打印；运行文件的编辑、制作。

维护人员通过工程师站进行数据库定义和修改；各种应用程序的参数定义和修改；二次开发以及操作员站的其他功能。

间隔层就地控制提供少量必要的参数显示和操作按键。

（12）系统自诊断与自恢复

监控系统具有在线自诊断功能，对系统的软、硬件（包括各个通信接口）运行状态进行诊断，发现异常，发出报警信号。系统在软件死锁、硬件出错或电源掉电时，能够自动保护实时数据库。在故障排除后，能够重新启动并自动恢复正常的运行。

（13）与其它系统接口

继电保护的跳闸信号或者重要的报警信号通过无源接点的方式接入 I/O 测控装置，同时监控系统以串口或网口的方式与保护装置连接获取保护信息。

监控系统以数据总线或其它方式实现与光伏发电单元、控制电源系统、电能计费系统、火灾报警及消防系统等之间数据通信。

（14）运行管理

监控系统根据运行要求，实现各种管理功能，包括：运行操作指导、事故分

析检索、在线设备分析、操作票、模拟操作、变电站其它日常管理等。管理功能应满足各种文档存储、检索、编辑、显示、打印的要求。

5.远程监控系统接入设备

本光伏电站 1 套远程监控系统接入设备，集控中心可通过光伏电站侧的远方监控终端服务器与监控系统进行数据通信，实现对光伏场的远程监控。

5.5.3 光伏发电单元监控及保护

1.光伏发电单元监控

(1)光伏发电系统监控包括以下几个部分：光伏阵列、并网逆变器、10kV 就地升压箱变。

(2)光伏发电系统的监控配置如下：

a) 光伏发电系统中太阳电池组件不单独设监控装置，而是通过直流汇流箱对太阳电池组串的实时数据进行测量和采集。

b) 并网逆变器、10kV 箱式变电站均设有现地监控装置，对监控信号进行分析处理、故障诊断和报警并及时发现设备自身存在的问题。

c) 本项目共分为 2 个光伏发电单元，每个单元配置 1 套箱变测控装置，集成于箱变内部，箱变测控装置具备数据采集、规约转换、光纤通信的功能，可以实现对本单元内部监控装置的实时数据进行采集，同时 2 台箱变测控装置通过光纤接口组成 1 回自愈式光纤环网将采集到的数据和处理结果以光纤通讯方式传输到 10kV 开关站站控层网络，由光伏电站运行人员进行集中远方监视和控制。

(3)光伏发电系统的监控功能如下：

a) 逆变器的监控功能

① 远方控制逆变器启停、功率调节、功率因数调节。

② 逆变器现地显示屏上可显示运行、实时功率、故障、电能累加等参数。

③ 逆变器的运行参数主要包括：直流电压、直流电流、直流功率、交流电压、交流电流、逆变器机内温度、时钟、频率、功率因数、当前发电功率、日发电量、累计发电量、累计 CO₂ 减排量、每天发电功率曲线图。

④ 逆变器的保护和检测装置为成套装置，主要保护有：电网过/欠压保护、过/欠频保护、过温保护、过负荷保护、过压保护、孤岛保护，低电压穿越功能，DSP 故障保护等。保护装置动作后跳逆变器出口断路器，并发出信号。

⑤ 监控所有逆变器的运行状态，采用声光报警方式提示设备出现故障，可查

看故障原因及故障时间，监控的故障信息至少应包括以下内容：电网电压过高、电网电压过低、电网频率过高、电网频率过低、直流电压过高、直流电压过低、逆变器过载、逆变器过热、逆变器短路、散热器过热、逆变器孤岛、DSP 故障、通讯失败。

逆变器运行数据可上传至计算机监控系统，电站运行人员可以操作键盘对逆变器进行监视并远方调节功率输出和设置功率因数。

b) 箱式变电站内设测控装置，将箱变内高压熔断器和负荷开关动作信号、低压侧断路器动作信号、变压器温度信号、变压器油温、油位等非电量信号送至逆变器室数据采集器，实现与开关站计算机监控系统互连，可远方控制低压侧断路器分合。

2.光伏发电单元保护

①箱变高压侧配置 10kV 熔断器-负荷开关组合电器，具有电流速断与过电流保护。

②箱变低压侧配置低压断路器，以电流速断保护作为主保护，以过电流保护带延时、过电压保护带延时、两段式零序电流保护作为后备保护实现变压器低压侧的短路保护。箱变测控

③高压组合电器与低压断路器必须有电气联锁功能，具体包括高压联跳低压，高压不合低压不能合闸。

④非电量保护：油位异常、轻瓦斯、温度高发报警信号；重瓦斯、压力释放、温度超高动作跳开变压器高低压侧开关。

⑤所有保护动作及报警信号均应以 I/O 接点送至监控装置。

⑥保护出口继电器有自保持、手动复归和远方复归的功能。

⑦并网逆变器为制造厂成套供货设备，设备中包含有孤岛保护、逆功率保护、过压保护、过流保护、极性反接保护、高频/低频保护以及低电压穿越功能等功能。

⑧光伏组件的保护由光伏组件厂家实现。

5.5.4 继电保护和安全自动装置

1.配置设计原则

1) 所有保护均选用微机型保护装置。

2) 继电保护和安全自动装置应满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要

求。

2.继电保护及安全自动装置配置

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，本电站继电保护具体配置方案如下：

1)系统侧 10kV 线路保护

本工程系统侧工业园 110kV 站 10kV 出线需做保护校验，配置三段式（方向）过流保护。配置出线单相 PT，重合闸采用检无压方式。

2)光伏电站 10kV 并网线路保护

光伏并网点 10kV 线路配置 1 套 10kV 线路过流保护装置，包含三段式过流保护、零序保护功能。当接入线路侧发生短路时快速切除故障，瞬时跳开两侧断路器。

3) 10kV 配电装置保护：采用保护测控一体化装置，就地安装于开关柜。

a、10kV 集电线路保护：装设带有速断、过流、零序电流等综合保护装置（线路保护）；

b、10kV 变压器保护：装设速断，过流，过负荷，高低压零序过流以及非电量保护功能。

4) 防孤岛保护

本电站配置 1 套防孤岛保护装置，动作时间应不大于 2s，防孤岛保护具备快速监测孤岛且立即断开与电网连接的能力，防孤岛保护应与电网侧线路保护相配合，防孤岛保护应在线路重合闸前动作，避免非同期重合闸和故障点电弧重燃。

5) 智能融合终端

本工程每台箱变配套 1 台智能融合终端，用于控制光伏逆变器出力。

5.5.5 直流控制电源系统

本工程配置一套直流控制电源系统。直流控制电源系统设置 1 组蓄电池，1 套充电/浮充电装置，1 套专用的放电装置，单母线分段接线。直流控制电源系统电压等级为 DC220V，蓄电池容量按 2h 事故放电时间考虑。

直流母线上设置一套微机监控装置，根据直流系统运行状态，综合分析各种数据和信息，对整个系统实施控制和管理，并通过 RS485 通信口将信息上传至变电站计算机监控系统。直流系统重要信息同时以硬接点方式接入计算机监控系统。

统。蓄电池设一套电池巡检装置，监测蓄电池单体运行工况，对蓄电池充、放电进行动态管理。装设直流绝缘监察装置，在线监视直流母线的电压和监测直流馈线的接地情况

经直流负荷初步统计，根据部颁 DL/T5044-2014《电力工程直流系统设计技术规程》，站内设置一组 65Ah 阀控式铅酸蓄电池，可满足开关站事故停电后经常负荷、事故照明、逆变电源 2h 放电容量，通信负荷 4h 的放电容量和事故放电末期最大冲击负荷容量。蓄电池数量按 104 只考虑，不设端电池，每只浮充电压 2.23V，单体额定电压 2V，组屏安装于二次设备舱内。蓄电池组配置一套蓄电池巡检仪，检测蓄电池单体运行工况，对蓄电池充、放电进行动态管理。

5.5.6 交流控制电源系统

电站配置一套交流控制电源系统，分为 UPS 系统和交流电源配电系统。开关站所设置 1 套 UPS，容量为 5kVA，双机并联运行，不单独配置蓄电池。UPS 装置为站控层设备及火灾自动报警系统、电能计费系统等设备提供交流电源，当采用 UPS 供电时，其维持供电时间不少于 2 小时。

5.5.7 电站二次接线

1. 测量及计量考核点

电站的电气测量系统参照《电力装置电测量仪表装置设计规范》GB/T50063-2017 的规定设置，所有的电气量以交流采样的方式接入计算机监控系统，在中控室不设常规电气测量仪表，但在开关柜上装设部分必需的常规测量仪表。对于非电气量的测量信号以开关量输入的方式接入计算机监控系统以实现在线监测。

根据接入系统报告及批复意见，本工程计量考核点置如下：10kV 出线侧为关口计量点，设置专门计量配电箱，配置 1 套智能无线采集终端，电度表采用有功 0.5S，无功 2.0，双表配置；10kV 集电线路进线、站用电回路为计量考核点，电度表采用有功 0.5S，无功 2.0，单表配置；电度表采用三相四线制接线，并具备电压失压计时功能。

除计量柜用于安装电网关口表及无线采集终端以外，在光伏进线柜、站用电柜各安装一块多功能智能电能表；采集数据通过无线公网上传至计量主站。

本工程高压公共“T”接点设置高级智能计量考核电能表 2 块，该装置由供电局提供，不列入本设计范围。

2.电流互感器及电压互感器

用于计费及计量考核回路的电流互感器的准确级均为 0.2S 级，用于测量的电流互感器准确级均为 0.5 级。用于保护及故障录波回路的电流互感器均选用 P 级电流互感器。10kV 馈线回路设置专用零序电流互感器。

10kV 出线侧配置单相电压互感器用于检同期重合闸。

10kV 母线设置一台三相五柱式电压互感器，即：一个电能计费专用星形二次绕组，一个保护及测量用星形二次绕组，一个剩余电压绕组。

3.电能质量监测装置

为便于对光伏电站开关站的电能量计量数据进行管理和考核，本站配置一套电能质量监测设备，监测点设置在 10kV 出线侧。

5.5.8 电站调度自动化

根据接入系统报告及批复意见，本电站通过 5G 无线公网上传至下属区调。

本光伏电站采用计算机监控系统，不设置独立的远动装置，远动功能由监控系统集成的远动工作站完成。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市调传送远动及运行信息，远动工作站单套配置，组屏置于二次设备舱。

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：

遥信：

10kV 出线回路断路器位置信号、手车位置信号；

升压变压器及发电机保护动作信号；

10kV 集电线路进线、站用变回路断路器位置信号；

10kV 集电线路进线、站用变回路手车位置信号；

10kV 出线保护装置保护动作信号；

10kV 保护测控一体化装置保护动作信号；

同步时钟系统运行状态信号

全厂事故跳闸总信号；

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；

遥测：

光伏电站总的有功功率、无功功率、电压、频率等；

10kV 出线回路的有功功率、无功功率、功率因数及电流；

10kV 出线回路的有功电量和无功电量；

10kV 集电线路的有功功率、无功功率及电流；

10kV 站用变回路的有功功率及电流；

10kV 母线电压；

光伏电站并网状态、辐照度、环境温度

遥调：

有功功率输出控制与调节；

断路器分/合（预留）。

1.光伏功率预测系统

光伏电站设置一套光伏功率预测系统，能够进行超短期（0~4 小时）、短期（0~24 小时）、长期（0~72 小时）的电站输出功率预测，时间间隔为 15min，于电力调度部门及时调整调度计划，系统能够接入电站计算机监控系统和电网公司调度系统，并将预测信息传送至上级调度。

光伏功率预测系统内部成套配置一套环境监测仪，实时监测日照辐照度、曝辐量、风速、风向、温度等气象参数。

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

2.低电压穿越

光伏电站应具备一定的低电压耐受能力。当电力系统事故或扰动引起光伏电站并网点的电压跌落时，在一定的电压跌落范围和时间间隔内，光伏电站能够保证不脱网连续运行。具体要求如下：

（1）光伏发电站的并网点电压跌至 0 时，光伏发电站应不脱网连续运行 0.15s；

（2）光伏发电站并网点电压跌至曲线 1 以下时，光伏发电站可以从电网切除。

现阶段光伏电站的低电压穿越功能由并网逆变器实现。

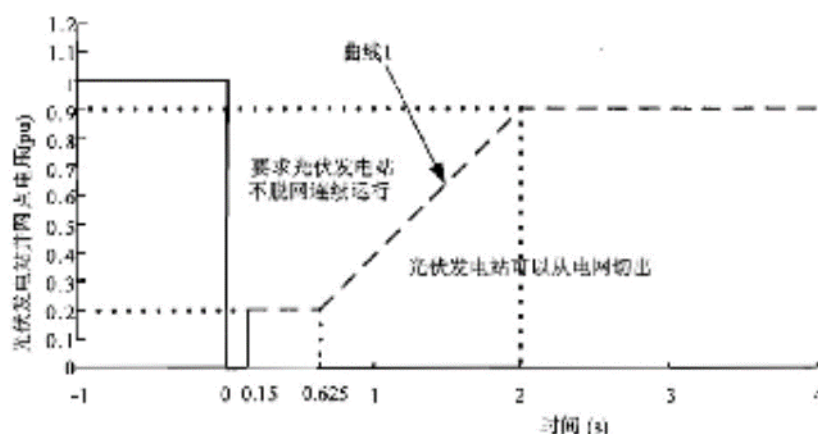


图5-5 光伏电站低电压穿越能力要求

3.光伏电站高电压穿越性能

根据国家能源行业相关要求，当电网发生故障或扰动引起电压升高时，在一定的电压升高范围和时间间隔内，光伏电站能够保证不脱网连续运行。

1) 光伏电站高电压穿越要求入下图：

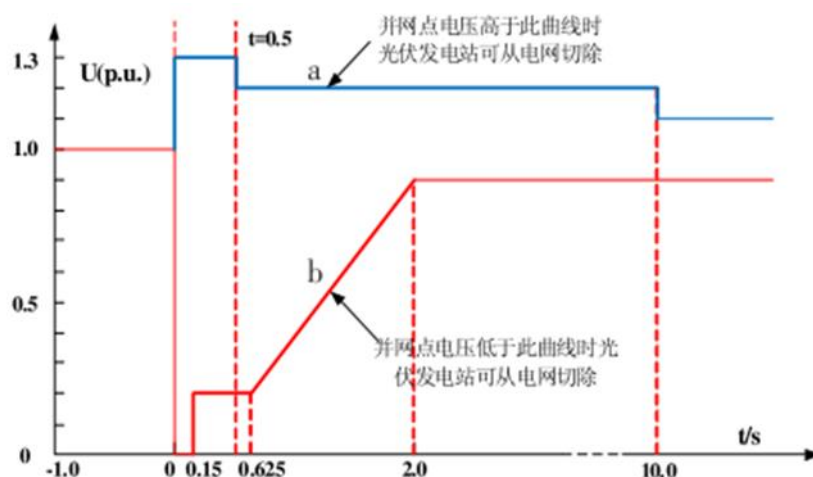


图5-6 光伏电站高电压穿越和低电压穿越要求曲线

2) 光伏电站高电压穿越运行时间如下表：

表5-9 光伏电站高电压穿越运行时间要求

并网点工频电压值 p.u.	运行时间
$1.10 < U_T \leq 1.20$	具有每次运行 10s 的能力
$1.20 < U_T \leq 1.30$	具有每次运行 500ms 的能力
$1.30 < U_T$	允许退出运行

4.二次安防设备

根据《国家能源局关于印发电力监控系统安全防护总体方案等安全防护方案和评估规范的通知》(国能安全〔2015〕36号)及《电力监控系统安全防护规定》(发改委2014〔14号])和《变电站二次系统安全防护方案》、为保障电厂的安全稳定运行，防范实时系统因网络攻击及由此引起的电力系统事故，应建立相应

的安全防护体系。

根据“电力二次系统安全防护规定”的要求，按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则，为保证调度自动化系统安全稳定运行和调度实时数据的安全性，本工程在生产控制大区与广域网的纵向联接处应当设置经过国家指定部门检测认证的电力隔离装置，本项目配置纵向加密认证装置 1 台。

本工程另行配置生产控制大区 1 面防火墙，信息管理大区 1 面防火墙，生产控制大区和信息管理大区之间部署 1 套电力专用正、反向隔离装置。设备型号应与冀北网调要求一致。

根据国家电网调〔2017〕1084 号文件“国家电网公司关于加快推进电力监控系统网络安全管理平台建设的通知”及国网河北省电力有限公司关于印发《调度自动化专业厂站设计审查要点》的通知（冀电调〔2018〕7 号）的相关要求，需在并网厂站部署网络安全监测装置，采集涉网区域的服务器、工作站、网络设备和安防设备自身感知的安全数据及网络安全事件，实现对网络安全事件的本地监视和管理。本电站设置网络安全监测装置 1 套，入侵监测装置 1 套。

光伏电站安全 I、II、III 区主机和交换机应进行安全加固，并出具加固证明。安全 I、II 区需采用国产设备，并使用国产安全操作系统。

5.5.9 电能量采集系统

1) 电能计量装置的配置原则

根据《国家电网公司输变电工程通用设计》及《电能计量装置技术管理规程》（DL/T448-2016）的要求，电能计量装置的配置原则如下：

- （1）关口计量点按 I 类设置计量装置，考核点按 II 类设置计量装置。
- （2）I、II 类计量装置配置专用电压 0.2 级、电流 0.2S 级互感器或专用二次绕组。
- （3）互感器计量绕组的实际二次负荷应在 25%-100%额定二次负荷范围内。
- （4）互感器计量绕组二次回路的连接导线应采用铜质单芯绝缘线。对电流二次回路，导线截面应不小于 4mm²；对电压二次回路，导线截面应不小于 2.5mm²。
- （5）I、II 类用于贸易结算的电能计量装置中的电压互感器二次回路电压降不应大于额定二次电压的 0.2%。
- （6）接入中性点绝缘系统的电能计量装置，宜采用三相三线有功、无功电

能表。接入非中性点绝缘系统的电能计量装置，宜采用三相四线有功、无功电能表。对于三相四线制电能表，电流互感器二次绕组采用三相六线制接线方式；对于三相三线制电能表，电流互感器二次绕组采用两相四线制接线方式。

（7）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，电能计量表计的通信规约符合 DL/T645-2007《多功能电能表通信协议》的要求。具备双向有功和四象限无功计量功能。

（8）电能表辅助电源宜采用独立的交直流电源回路，交流电源宜引自 UPS 电源。

（9）电能表与试验接线盒采用一表一盒接线方式，试验接线盒安装在电能表下侧对应位置。

（10）选用电子式多功能电能表，有功准确度等级 0.2S 级，无功准确度等级 2.0 级，失压计时功能满足 DL/T566-1995《电压失压计时器技术条件》。

2) 关口计量点确定

根据接入系统报告及批复意见，本工程关口计量点为 10kV 线路，考核点为 10kV 集电线路、10kV 站用变回路。

3) 电能量计量系统配置方案

10kV 并网线路、10kV 集电线路、10kV 站用变、站用变 380V 侧回路均设置 0.2S 级电流互感器专用计量线圈。10kV 并网线路装设 0.5S 级双向关口电能表 2 块(1+1 配置)，10kV 集电线路侧、10kV 站用变及站用变 380V 侧配置 0.5S 级智能电度表（1+0 配置）。

4) 电能量远方终端配置方案

站内配置无线电能量采集终端 1 台，站内智能电度表电量信息通过 RS485 口接入电能量采集器，通过 5G 无线公网传至计量营销中心。

5) 电度表组屏方案

10kV 并网线路电度表及无线智能电能量采集器安装于专用计量柜内，其他支路电度表均分散安装在相应的开关柜内，380V 站变电度表安装在 380V 配电柜内。

5.5.10 图像监视及安全警卫系统

设置一套图像监视及安全警卫系统，其功能按满足安全防范要求配置，不考虑对设备运行状态调节进行监视。

图像监视及安全警卫系统设备包括视频服务器、终端监视器、录像设备、摄像机、传输线缆、云台、防护罩、编码器及沿变电站围墙周围设置的远红外线探测器或电子栅栏等。

在中控室设置视频监控控制中心，其中视频服务器等后台设备预留后期工程的监测容量。

该系统能通过智能接口装置与计算机监控系统通信，同时，能与火灾报警系统通信。

光伏区图像监视及安全警卫系统通过光缆上传至开关站。

5.5.11 火灾自动报警系统

10kV 开关站设一套火灾自动报警系统，火灾自动报警系统选用一套区域报警系统，包含火灾探测器、手动报警按钮、消防通讯、联动控制以及火警集中报警控制器等，探测总线采用二总线，火灾区域报警控制器能显示火灾报警区域和探测区域，可以进行联动控制。该系统通过智能接口装置与计算机监控系统通信。

根据运行值班配置情况，本工程不设专门的消防控制室。消防控制中心设在开关站中控舱。中控舱兼有消防控制室的功能，值班人员兼有消防值班员的职责。

5.5.12 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 100mm² 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 100mm² 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 50mm² 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 100mm² 的接地铜排。屏（柜）上装置的接地端子应用截面积不小于 4mm² 的多股铜线和接地铜排相连。接地铜排应用截面积不小于 50mm² 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)10kV 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。

5.6 通信部分

5.6.1 设计依据、设计原则

1) 设计原则

Q/GDW617-2011《光伏电站接入电网技术规定》

GB50797-2012《光伏发电站设计规范》

GB50059-2011《35kV~110kV 变电站设计规范》

DL/T795-2001《电力系统数字调度交换机》

DL/T5157-2012《电力系统调度通信交换网设计技术规程》

DL/T598-2010 《电力系统自动交换电话网技术规范》

DL/T5391-2007 《电力系统通信设计技术规定》

YD5095-2014 《同步数字体系(SDH)光纤传输系统工程设计规范》

GB50311-2007 《综合布线系统工程设计规范》

GB50200-1994 《有线电视系统工程技术规范》

IEC—国际电工委员会推荐文件

ITU-T—国际电信联盟电信标准

- 2) 设计原则
- (1) 根据工程规模及布局，合理选择通信方式。
- (2) 合理配置通信系统设备，设备配置考虑今后发展扩容的需要。

5.6.2 系统通信

根据接入系统报告及批复意见，本工程每个 10kV 开关站配置 1 台无线路由器，通过 5G 无线公网完成调度通信。

5.6.3 站内通信

- 1) 行政管理及调度通信
- 为满足光伏电站内行政管理通信的需要，建议租用当地公网电话线专用通道（含其附属设备）实现，租用费用列入本工程概算。
- 2) 通信电源系统

本电站不单独设置通信电源蓄电池，设置 1 套 DC220V/DC48V 转换电源模块，从电站直流 220V 电源母线引接，为通信设备提供稳定的 48V 通信电源。

5.6.4 光伏阵列区检修通信

为了方便光伏电站运行人员检修、维护及巡视时相互之间的通信联络，光伏阵列区内建议配置无线对讲机。

5.7 电气二次、通信主要设备和材料

表5-10 开关站电气二次主要设备材料

编号	项目名称	型号规格	单位	数量	备注
(一)	开关站电气二次主要设备材料				
1	站控层设备				
1.1	计算机监控系统	满足信息上传调度和项目基地综合技术监测平台的要求	套	4	

1.2	工作台		套	4	
1.2	公用测控及远动对时柜		套	4	
	配电网远动终端		台	1	
	卫星同步时钟装置	GPS+北斗导航	套	1	
	智能接口装置		台	2	
	配电网远动终端		台	1	
	屏体及附件		面	1	
1.3	二次安防柜		套	4	
	纵向加密		台	1	
	防火墙		台	1	
	网络监测装置		台	1	
	入侵检测装置		台	1	
	无线路由器		台	1	
	光伏区环网交换机		台	1	
	站控层交换机		台	1	
	屏体及附件		面	1	
1.4	网络打印机		台	4	
1.5	音响及语音报警装置		套	4	
2	10kV 间隔层设备				
2.1	10kV 并网线路保护测控装置		台	4	安装 10KV 开关柜
2.2	10kV 集电线路保护测控装置		台	4	安装 10KV 开关柜
2.3	10kV 站用变保护测控装置		台	4	安装 10KV 开关柜
2.4	二次微机消谐装置		台	4	安装在 10kV 开关柜
3	继电保护及安全自动装置		套	4	
	防孤岛保护装置		台	1	
	打印机		台	1	
	屏体及附件		面	1	
4	控制电源系统				
4.1	直流控制电源		套	4	
	蓄电池	单体 2V，65Ah，组屏安装	组	1	
	充电/浮充电装置		套	1	
	高频充电开关		套	1	
	屏体及附件		面	1	
4.2	UPS 不停电电源	5kVA，电力专用	套	4	
	交流配电装置		套	1	
	UPS 电源屏		面	1	
5	电能质量监测屏		套	4	
	电能质量在线监测装置		台	1	
	屏体及附件		面	1	
6	电能计量系统		套	4	
	电能计量柜		面	1	
	无线电能量数据采集终端		台	1	安装于计量柜
	电子式多功能电能表	有功 0.5S，无功 2.0	块	2	安装于计量柜
	电能表接线盒		套	2	安装于计量柜
7	电能表		套	4	
	10kV 电源进线电能表	有功 0.5S，无功 2.0	块	1	安装于 10kV 开关柜内
	10kV 站用变出线电能表	有功 0.5S，无功 2.0	块	1	安装于 10kV 开关柜内
	火灾自动报警系统		套	1	
8	图像监控及安全警卫系统		套	2	

9	火灾报警系统		套	2	
10	光功率预测系统屏		面	4	
	光功率预测系统		套	1	
	气象服务器		台	1	
	反向隔离装置		台	1	
	防火墙		台	1	
	交换机		台	1	
11	光伏场区电气二次主要设备材料				
11.1	智能融合终端		台	6	
11.2	纵向加密装置		台	6	
11.3	智能箱变测控装置		台	6	与箱变配套
11.4	光伏区大功率无线对讲机		部	4	
12	其他				
12.1	控制电缆	ZR-KYJYP2-22	km	3	
12.3	控制电缆	NH-KYJYP2-22	km	1.5	
12.4	二次等电位接地网	—25×4mm ² 铜排	米	600	

六、总平面布置

站区总平面布置原则

总平面布置依据太阳能资源、进出场道路、高压出线走廊方向、配电室位置、池顶设备、人孔布置、厂区工程地质、地形、风向、施工、安全、防火、卫生、运行检修、交通运输、环境保护、各建筑物之间的联系等各方面因素等。

站区总平面布置方案

根据项目建设地的特点、支架的选型及逆变器的电压要求，本项目每个光伏组串由多块太阳能电池组件串联而成，为减少风压和方便安装组件，组件与组件之间留有间距为 20mm 空隙。光伏阵列区应设置充足的防鸟装置。

（1）行距

太阳能阵列的行间距离与日照和阴影有关，通常阵列的影子长度因安装场所的经纬度、季节、时间不同而异，要满足一年中影子对光伏阵列不遮挡，在设计时需考虑影子最长的时间，即冬至日太阳高度角最低，影子最长。以冬至日为代表日，计算行间距。根据《太阳能资源评估方法》中日照时数的定义，冬至日太阳直接辐照强度大于 120W/m² 时在上午 9 时至午后 15 时之间，这段时间内影子对阵列没有遮挡，其它季节光伏输出功率也不会有影响。

（2）列距

根据实地情况，为安装、维护、接线方便，取列间距为 0.5m。

（3）高差

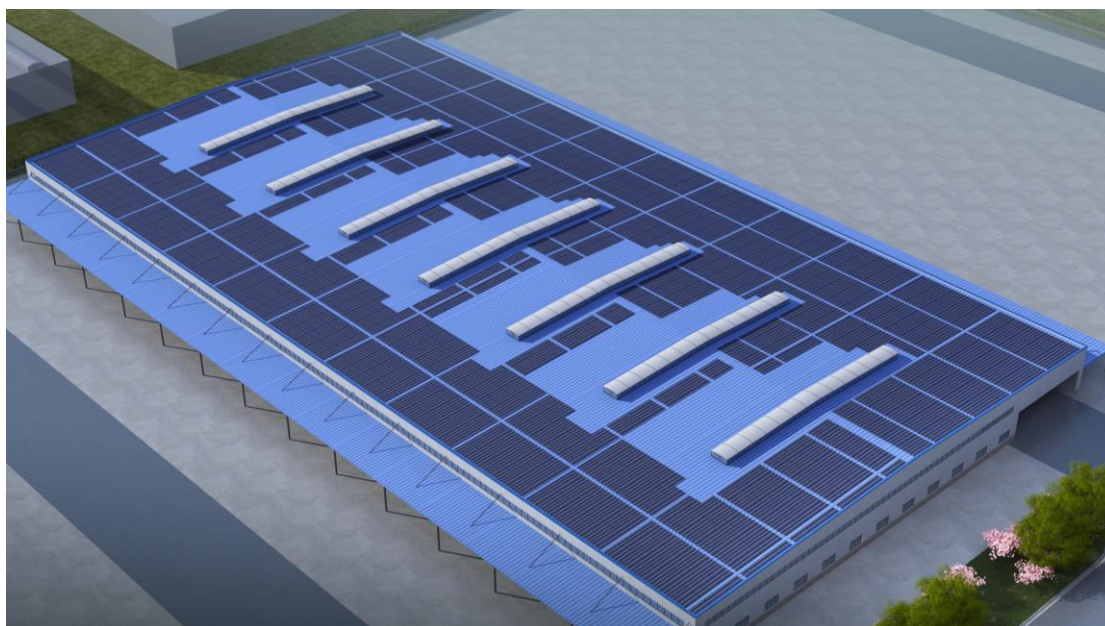


图6-1 效果示意图

七、土建设计

7.1 光伏支架设计

7.1.1 一般规定

光伏支架结构安全等级为三级，结构重要性系数取 0.95。计算支架及基础的荷载取值：

光伏组件自重：0.15kN/m²；TPO 防水自重：0.017kN/m²；风荷载：0.65kN/m²（50 年一遇）；雪荷载：0.45kN/m²（50 年一遇）。气温：-29℃~36℃（安装温度假定为 10℃）支架采用 Q235B 热镀锌钢材和 6063-T5 铝合金。

7.1.2 支架计算的荷载组合

风荷载、雪荷载和温度荷载按现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB50009-2012 中 50 年一遇的荷载数值取值。屋顶支架风荷载的体形系数取 1.3。无地震作用效应组合时，荷载效应组合的设计值按下式计算：

$$S=\gamma GSGK+\gamma_w\Psi_wSwK+\gamma_s\Psi_sSsK+\gamma_t\Psi_tStK$$

式中：S—荷载效应组合设计值；

G—永久荷载分项系数；

SGK—永久荷载效应标准值；SwK—风荷载效应标准值；SsK—雪荷载效应标准值；StK—温度作用效应标准值；

w、s、t—风荷载、雪荷载和温度作用的分项系数，取 1.4；

w、s、t—风荷载、雪荷载和温度作用的组合值系数。无地震作用效应组合时，位移计算采用的各荷载分项系数均取 1.0；承载力计算时，无地震作用荷载组合值系数应符合下表的规定。

无地震作用荷载组合值系数

荷载组合	w	s	t
永久荷载、风荷载和温度作用	1.0	—	0.6
永久荷载、雪荷载和温度作用	—	1.0	0.6
永久荷载、温度作用和风荷载	0.6	—	1.0
永久荷载、温度作用和雪荷载	—	0.6	1.0

注：表中“—”号表示组合中不考虑该项荷载或作用效应。

有地震作用效应组合时，荷载效应组合的设计值应按下式计算：

$$S = \gamma_G S_{GK} + \gamma_{Eh} S_{EhK} + \gamma_W \psi_W S_{WK} + \gamma_t \psi_t S_{tK}$$

式中：S—荷载效应和地震作用效应组合设计值；

Eh—水平地震作用分项系数；

SEhK—水平地震作用效应标准值；

W—风荷载的组合值系数，应取0.6；

t—温度作用的组合值系数，应取0.2；有地震作用效应组合时，位移计算采用的各荷载分项系数均应取1.0；承载力计算时，有地震作用组合的荷载分项系数应符合下表的规定。

有地震作用荷载组合值系数

荷载组合	γ_G	γ_{Eh}	γ_w	γ_t
永久荷载和水平地震	1.2	1.3	—	—
永久荷载、水平地震作用、风荷载及温度作用	1.2	1.3	1.4	1.4

注：1、当永久荷载效应对结构承载力有利时， γ_G 应取 1.0

2、表中“—”号表示组合中不考虑该项荷载或作用效应。

支架计算主要控制参数：

钢支架及构件的变形应符合下列规定：风荷载取标准值或在地震作用下，支架的柱顶位移不应大于柱高的 1/60。受弯构件的挠度容许值不应超过下表的规定。

受弯构件的挠度容许值受弯构件

受弯构件		挠度容许值
主梁		$L/250$
次梁	无边框光伏组件	$L/250$
	其他	$L/200$

注：L 为受弯构件的跨度。对悬臂梁，L 为悬伸长度的 2 倍。受压和受拉构件的长细比限值应符合表 8.3-4 的规定。

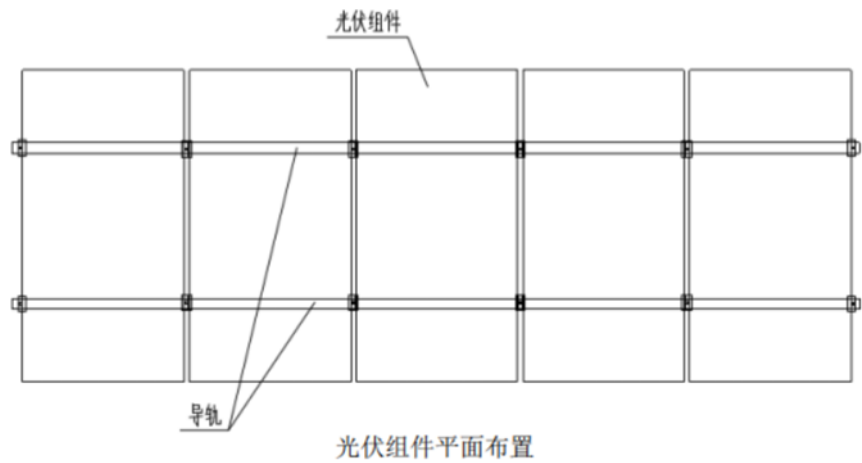
受压和受拉构件的长细比限值

构件类别		容许长细比
受压构件	主要承重构件	180
	其他构件、支撑等	220
受拉构件	主要构件	350
	柱间支撑	300
	其他支撑	400

7.2 支架设计

双层彩钢板屋面：

利用钢结构夹具支撑在屋顶的彩钢板肋条上。平面布置如图：



图中所示组件数量按实际屋面布置，不仅限于 5 块一组。彩钢板与导轨连接节点下图所示：



图7-1 不同形式固定件下的局部安装示意图

八、屋面防水设计

渗漏原因分析及施工前防水测试

根据防水设计、施工经验和提供现场压型钢板屋面状况资料，压型钢板屋面体系（即金属屋面自防水体系）应用于厂房等工业建筑的围护体系，导致屋面渗漏的分析如下：

压型钢板屋面由于钢结构基层、温度及荷载变化易引起钢板变形，接缝松动造成渗漏；

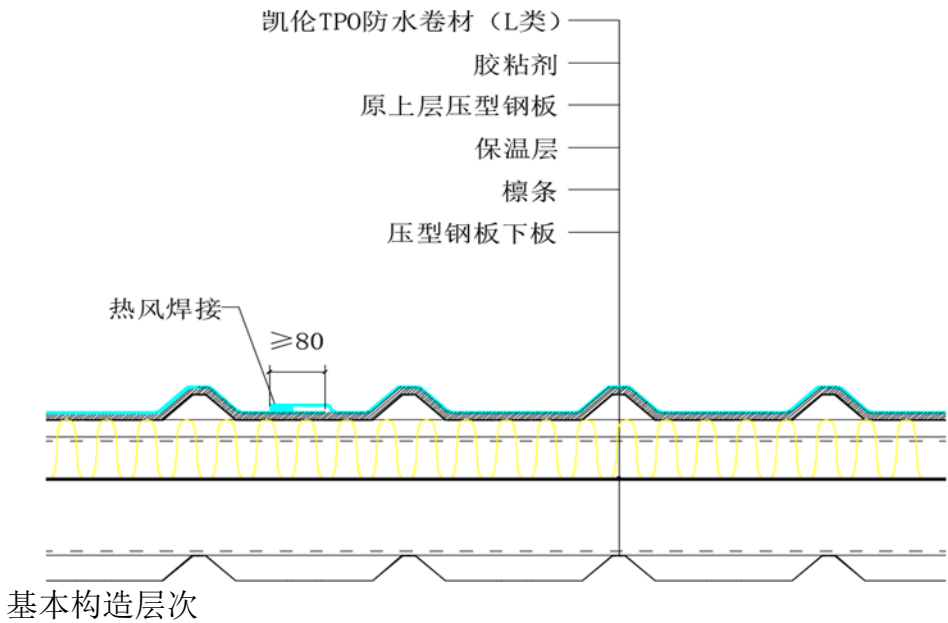
钢结构体系中，由于结构本身在温度变化、受风载、雪载等外力作用下，容

易发生弹性变形，屋面向下塌陷，造成积水，积水从搭接缝处进入，造成渗漏；特别是在屋脊、天沟等部位，钢板泛水或收边件的板厚较薄，刚度较小，在风荷载作用下很容易发生变形，造成渗漏；金属板自身导热系数大，当外界温度变化较大时，由于环境温度变化大，因温度变化造成金属钢板收缩变形而在接口处产生较大位移，因而在接口部位极易产生渗漏隐患。

屋面防水施工前应对屋面进行防水测试，本项目拟采用屋面闭水试验，按屋面区块将屋面整体按 25-50 平方米为一个测试单元进行闭水试验，闭水周期为 24 小时，试验后检测屋面漏水情况。

8.1 防水设计方案

钢板屋面先进行整体防水维修，再进行光伏组件的安装。具体构造做法如下：



荷载计算：

防水设计经设计人员进行承载力验算，确保改造后增加的屋面荷载不影响原有结构的安全性。

8.2 施工工艺

8.3 屋面防水施工方案

基本要求

(一)施工质量要求

为了贯彻实施建筑防水工程的设计意图,确保防水工程质量,就必须执行规范作业,做到正确施工、精心施工。防水施工是保证防水工程质量的关键,为此,它的重要基本要求在于争取达到优良的施工质量。

防水施工质量涉及施工条件是否具备,准备工作是否成熟,管理制度的健全、检验的及时、相关层次的质量、施工工艺的水平、操作人员的技术和负责态度以及成品保护工作的完善等方面。只有认真做好施工过程中的各个环节和各方面的工作,把好施工的每道工序,才能确保施工质量的优良。

(二)施工条件要求

施工条件是施工质量的必要保证,防水设计实施,施工进度,施工质量都依赖于条件准备的是否充分和完备。

1、施工准备条件

(1)技术准备

- 1) 指施工技术管理人员在开工前做全面技术工作的布置安排。
- 2) 建立施工与设计的紧密技术协作、沟通
- 3) 了解设计图纸。设计、施工会审图纸,研究解决施工中可能出现技术问题。
- 4) 完善质量保证体系,确定检验项目
- 5) 施工人员组织与技术培训。

(2)编制施工方案

编制施工方案的基本内容详见“建筑防水工程施工方案的编制”章节

(3)物资准备

包括防水材料备齐,运至现场存放,抽样检测,配套材料完备,运输机械检查、试运行、机具工具准备等。

2、施工的气候条件

天气:施工期的天气是指雨、雪、霜、露、雾和大气湿度等天气情况

雨雪天气或预计在防水层施工期中有雨、雪时,就不应进行防水层的施工,以免雨、雪破坏已施工好的防水层,失去防水效果。如果在防水层施工时遇到雨雪,则必须立即作好保护工作,如果是卷材防水层,已完成的卷材周边要用密封材料封固,防止雨水浸入。防水涂料或防水混凝土施工,则应采取临时遮盖,避免涂膜干燥前和混凝土硬化前淋雨。

霜、雾天或大气湿度过大时，会使基层的含水率增大，对要求基层含水率较低的防水材料，如卷材和涂料就不能进行施工，必须待霜、雪退去，基层晒干后施工，否则就会造成粘结不良或起鼓等现象，粉状憎水材料则不受此限制。

气温:由于防水材料性能各异，工艺不同，对气温的要求略有不同，但一般讲宜在 $5\sim 35^{\circ}$ 的气温条件下施工，这时工程质量易保证，操作人员施工也方便，在条件受限制时，热熔卷材和溶剂型涂料可在 -10° 以上的气温条件下施工，因为这些材料耐低温性好，在负温下不易被冻坏。冷粘型的高聚物改性沥青卷材，合成高分子卷材不宜在负温以下施工;沥青卷材不宜在 0°C 下施工;沥青基涂料、高聚物水乳型沥青涂料及刚性防水层等不宜在 5° 以下施工，有些材料低温时不易开卷，或不易涂刷，或在硬化过程中易受冻而被破坏。但气温超过 35° 时，所有防水材料均不宜施工，炎热天气

时，可选在夜间施工，但应注意，如果后半夜露水较大时，也不得施工。大风:五级大风以上的天气防水层均不得施工。因为大风天气易将尘土及砂粒等刮起，粘附在基层上，影响防水层与基层的粘结;涂料、粘结剂等材料本身也会被风吹散，影响涂刷的均匀;卷材易被风掀起而拉裂，影响施工质量;粉状憎水材料则更易被风刮跑吹散。另外，对运输和操作都不安全

为了保证施工质量，大风后应对基层进行清扫，清除基层上的尘土和砂粒，以确保防水层的施工质量。

对屋面防水层的相关层次的质量要求

(一)结构层

结构层质量极其重要，要求要有较大刚度、整体性好、变形小。结构层最宜采用整体现浇板、防水混凝土板，这对防水层是很有好处的。若结构层采用预制装配式板，板缝应用 C20 细石混凝土填嵌密实，细石混凝土还宜掺加微膨胀剂，当板缝宽度大于 30mm 或上窄下宽时，板缝内必须配置构造筋。采用涂膜防水层时，板缝上部顶留凹槽嵌填密封材料。

(二)找平层

防水层是依附于基层的，基层质量好坏，将直接影响防水层的质量，基层质量是保证防水层施工质量的基础。

1、坡度

找平层是防水层的基层。找平层的排水坡度对大部分柔性材料都是极其重要、

关键的。屋面及卫浴间等必须有准确的排水坡度，否则不但会引起排水不畅，而且易造成积水，浸泡防水层，加速防水层老化，造成渗漏。防水层施工前不但要按设计要求检查屋面及地面的排水坡度，而且还必须检查天沟、水落口、地漏、伸出屋面管道周围及自由排水的檐口等的坡度

2、平整度

找平层的平整度对柔性防水层的施工质量影响很大。如果找平层不平整，粘贴卷材时粘结剂就无法涂刷均匀，卷材也就不能铺贴好，对涂料影响则更大，不平整的找平层很容易造成防水层厚薄不匀，削弱了防水能力。因此，在铺设防水层前必须 2m 靠尺检查，最大空隙不应超过 5mm，空隙允许平缓变化，且每米长度内不得多于一处。平整度包括顺面坡度方向和垂直屋面坡度方向，尤其要注意顺面坡度方向，因为这个方向不平整容易造成积水。

3、强度及表面质量

采取满粘法施工的防水材料，要求找平层表面光滑、不起砂、不起皮，有一定强度。对于刚性防水层、粉状憎水材料防水层和延伸性差而不要求牢固粘贴的卷材，对表面要求可以低一些，因此可采用低标号砂浆做找平层，涂膜防水层的基层不但要求强度高、表面光滑平整，而且要避免产生裂缝一旦基层开裂，很容易将涂膜拉裂。

为了避免或减少找平层开裂，屋面找平层宜留设分格缝，分格缝应设在板端缝，屋面转折处、防水层与突出屋面结构交接处，其纵横最大间距宜 3~4m，最大不超过 6m。缝宽宜为 20mm，分格缝中可填嵌密封材料或采取空铺卷材法处理。目的是将结构变形和找平层干缩变形、温差变形集中于分格缝予以柔性处理。

4、含水率

柔性防水层对基层的含水率要求较高，必须达到规定要求，含水率过高会引起防水层起鼓和剥离。但对于上部做刚性防水层、埋压重物的防水层、细石混凝土防水层等的基层，含水率就不受限制，只要无明水就可以了。

5、清扫

找平层在铺设任何种类的防水层前都必须进行清扫，清除砖块、石子、杂物、工具及砂浆疙瘩对周围脚手架及女儿墙上砂粒、灰尘也要清扫。清扫工作在施工过程中应随时进行，因为施工期较长时，施工人员活动及刮风等情况都会将砂粒、灰尘带到找平层上。

6、修补

找平层施工及养护过程中都可能产生一些缺陷,如局部凹凸不平、起砂、起皮、裂缝以及预埋件固定不稳等等,故防水层铺设前应及时修补缺陷

(1)凹凸不平。如果找平层平整度超过规定,则隆起的部位应铲平或刮去重新补作,低凹处应用 1:2.5 水泥砂浆掺加水泥重量的 15%的 108 胶补抹,较薄的部位可用掺胶的素浆刮抹。

(2)起砂、起皮。对于要求防水层牢固粘结于基层的防水层必须进行修理,起皮处应将表面清除,用掺加 15%的 108 胶水的素浆刮抹一层,并抹平压光。

(3)裂缝。对于全粘结的卷材和涂膜防水层以及粉状憎水材料,要求对找平层的裂缝进行修补,尤其对于开裂较大的裂缝,应予以认真处理。

当裂缝宽度小于 0.5mm 时,可用密封材料刮封,其厚度为 2mm、宽为 30mm,上铺一层隔离条,再进行防水层施工;若裂缝宽度超过 0.5mm 时,应沿裂缝将找平层凿开,其上口宽 20mm,深 15~20mmV 形缝,清扫干净,缝中填嵌密封材料,再作 100mm 宽的涂料层。

(4)预埋件固定不稳。如发现水落口、伸出屋面管道及安装设备的预埋件安装不牢,应立即凿开重新灌筑微膨胀剂的细石混凝土,上部与基层接触处留出 20mmx20mm 凹槽,内嵌填密封材料,四周按要求作好坡度。

(三)隔离层

隔离层也叫脱离层、浮筑层。其作用是减小防水层与其他层次之间的粘结力、摩擦力,使层次之间的变形影响减小或消除,在新规范中要求以下部位要设隔离层。

1、刚性防水层与基层之间应设置隔离层,以防止或减轻因结构层挠曲变形,基础下沉,以及温度变形等因素导致刚性防水层开裂,造成屋面渗漏。

2、刚性保护层与防水层之间应设置隔离层,以防止水泥砂浆、细石混凝土等刚性保护层因温差胀缩变形,将防水层拉伸挤压而导致其被破坏。

以上两种隔离层,一般选用低强度等级砂浆、纸筋灰、塑料薄膜、无纺布、粉砂、干铺卷材、涂刷石灰浆或滑石粉等

3、倒置式屋面的卵石保护层与保温层之间应设置隔离层。在倒置式屋面保温层上,如采用铺设卵石作保护层时,在保温层上应先铺一层纤维织物,然后再铺设卵石。纤维织物应选用耐穿刺、耐久性及防腐性好的材料,铺设应满铺,不得

露底。

4, 建筑物的女儿墙、山墙常由于被屋面结构层的热胀冷缩而拉裂。因此, 在结构层与女儿墙山墙间预留空隙, 采取脱离措施, 就可以避免或减少这种现象的发生

对于柔性防水材料、金属防水材料和刚性保护层之间、刚性防水层与基层之间都应设置隔离层才能确保防水层不受损坏。

(四)保护层

防水层的功能首先是防水, 因为防水层长期处于阳光辐射、紫外线、臭氧、酸雨、霜雪冰冻、上人活动等恶劣条件上, 很容易使防水层遭到破坏, 所以必须加以保护, 以延长防水层耐用年限。根据工程实践, 虽为同样防水材料, 在同样的地区气候条件下, 有保护层的防水层比无保护层的防水层寿命可延长一倍以上。所以在新规范(GB50207 — 94)中对卷材屋面、涂膜屋面、屋面接缝密封等均要求在其上面设置保护层。

防水层的保护层材料应根据设计图纸的要求选用。保护层施工前, 应将防水层上的杂物清理干净, 并对防水层质量进行严格检查, 有条件的应做蓄水试验, 合格后才能铺设保护层。如采用刚性保护层, 保护层与女儿墙之间应预留 20~30mm 空腔并嵌填密封材料, 防水层和刚性保护层之间还应做隔离层。

为避免损坏防水层, 保护层施工时应做好防水层的保护工作, 施工人员应穿软底鞋, 运输材料时必须在通道上铺设垫板、防护毡等作保护。小推车往外倾倒砂浆或混凝土时, 就在其前面放上垫木或木板进行保护, 以免小推车前端损坏防水层。在防水层上架设梯子或架子立杆时, 应在底端铺设垫板或橡胶板等。防水层上需堆放保护层材料或施工机具时, 也应铺垫木板、铁板等, 以防戳破防水层。

六、防水工程质量要求、检验与验收

(一)质量要求

- 1、建筑防水工程各部位达到不渗漏, 不积水。
- 2、防水工程所用各类材料均应符合质量标准 and 设计要求
- 3、基层要求

(1)基层(找平层)表面平整度不应大于 5

mm, 表示无酥松、起砂、起皮现象。平面与突出物连接处或阴阳角等部位的找平层应抹成圆弧并达到规范规定或设计要求。防水层作业前, 基层应干净、干燥。

(2)坡度应准确，排水系统应通畅。

4、细部构造要求

属细部构造处理均应达到设计要求，不得出现渗漏现象。地下室防水层铺贴卷材的搭接缝，应覆盖压条，条边应封固严密。

卷材防水层要求

铺贴工艺应符合标准、规范规定和设计要求，卷材搭接宽度准确，接缝严密。平立面卷材及搭接部位卷材铺贴后表面应平整无皱折、鼓泡，翘边，接缝牢固严密。

6、涂膜防水层要求

(1)涂膜厚度必须达到标准、:规范规定和设计要求

(2)涂膜防水层不应有裂纹、脱皮、起鼓、厚薄不匀或堆积、露胎以及皱皮等现象。

7、密封处理要求

密封部位的材料应紧密粘结基层。密封处理必须达到设计要求，嵌填密实，表面光滑、平直。不出现开裂、翘边，无鼓泡、龟裂等现象。

8、刚性防水要求

(1)除防水混凝土和防水砂浆的材料应符合标准规定外，外加剂及预埋件等均应符合有关标准和设计要求。

(2)防水混凝土必须密实，其强度和抗撞等级必须符合设计要求和有关标准规定

(3)刚性防水层的厚度应符合设计要求，其表面应平整，不起砂，不出现裂缝，细石混凝土防水层内的钢筋位置应准确。分格缝做到平直，位置正确。

(二)质量检验

1、材料质量检验

规格和物理性能均应符合标准、规范的规定要求。并应对进场的材料进行防水材料的外观质量、抽样，检验如下项目。

(1)卷材

1)沥青防水卷材:纵向拉力、耐热度、柔性和不透水性

2)高聚物改性沥青防水卷材:拉伸性能、耐热度、柔性和不透水性

3)合成高分子防水卷材:拉伸强度、断裂伸长率、低温弯折性和不透水性。

(2)胶粘剂

1)改性沥青胶粘剂:粘结剥离强度

2)合成高分子胶粘剂:粘结剥离强度及其浸水后保持率

(3)防水涂料

检验固体含量、耐热度、柔性、不透水性和延伸性。合成高分子防水涂料还需检验拉伸强度和断裂延伸率。

(4)胎体增强材料

检验拉力和延伸率

(5)封材料

1)改性沥青密封材料:改性石油沥青密封材料应检验施工度、粘结性、耐热度和柔性, 改性煤焦油沥青密封材料应检验粘结延伸率、耐热度、柔性和回弹率

2)合成高分子密封材料:检验粘结性、柔性和拉伸一压缩循环性能

2、防水施工检验

(1)找平层和刚性防水层的平整度, 用 2m 直尺检查, 面层与直尺间的最大空隙不超过 5mm 空隙应平缓变化, 每米长度内不多于一处

2)屋面工程、地下室工程等在施工中应做分项交接检验。未经检查验收, 不得进行后续施

(3)防水层施工中, 每一道防水层完成后, 应由专人进行检查, 合格后方可进行下一道防水层的施工

(4)检验屋面有无渗漏水、积水, 排水系统是否畅通, 可在雨后或持续淋水 2h 以后进行。有能做蓄水检验时, 蓄水时间为 24h。厕浴间蓄水检验亦为 24h。

各类防水工程的细部构造处理, 各种接缝, 保护层等均应做外观检验(5)

(6)涂膜防水的涂膜厚度检查, 可用针刺法或仪器检测, 每 100m² 防水层面积不应少于一处

每项工程至少检测三处。(7)各种密封防水处理部位和地下防水工程, 经检查合格后方可隐蔽。

(三)工程验收防水工程完工后由质量监督部门进行核定, 检验合格后验收。工程验收时应提供如下归档资料

1、防水工程设计图、设计变更及工程洽商记录

2、防水工程施工方案及技术交底书。

3、材料出厂质检证明及现场复测检验报告、政府主管部门的防水材料准用证

等。

4、施工检验记录、淋水或蓄水记录、隐蔽工程验收记录、验评报告等。

九、房屋顶区域维护及积雪、灰土清理、运送方案

9.1 按照以下巡视检查的基本要求进行

- ① 设备巡视应严格按照《安规》中的要求，做好安全措施。
- ② 电控楼内设备，应按照日常巡视规定进行检查；
- ③ 每天上、下午应对室外设备各巡视一次。
 - a)在下列情况下应进行特殊巡视检查
 - b)新投运或大修后的主设备，24 小时内每小时巡视一次。
 - c)对过负荷或异常运行的设备，应加强巡视。
 - d)风、雪、雨、雾、冰雹等天气应对户外设备进行巡视。
 - e)雷雨季节特别是雷雨过后应加强巡视。
 - f)上级通知或重要节日应加强巡视。
- ④ 巡视时，应严格按照巡视路线和巡视项目对一、二次设备逐台认真进行巡视，严禁走过场。
- ⑤ 巡视高压室后必须随手将门关严。
- ⑥ 每次的巡视情况应进行记录并签名；新发现的设备缺陷要记录在“设备缺陷记录本”内。

9.2 常规运维事项

避免灰尘影响发电量，定期清理灰尘杂物，避免它们在光伏板上形成堆积，影响发电量。长期监测发电量，与预测理论值发生负偏移时应及时进行现场处理。冬季易下雪的地区更要增加清洗频率，避免积雪过厚。

如遭遇大雪运维事项，要及时安排足量人员在保证安全的情况下依照下述应急预案进行处理，使用软工具推开，积雪集中处理后，人工搬移至地面，才处理面板上积雪时应注意不要刮伤或损坏光伏面板。

9.2.1 防雨雪冰冻灾害专项应急预案

光伏电站防雨雪冰冻灾害专项应急预案

1、事件分级

按照雨雪冰冻灾害的严重程度、可控性和影响范围等因素划分为两个级别：

I 级突发事件、II 级突发事件。

I 级突发事件

当发生雨雪冰冻灾害时，监测或预报持续 2 天以上积雪深度超过 10cm 或者监测或预报出现冰凌直径在 5mm 以上或道路结冰厚度在 1cm 以上，属于公司的 I 级突发事件。

II 级突发事件

当发生雨雪冰冻灾害时，发生冰冻监测或预报积雪深度在 10cm 以上或者监测或预报出现冰凌或道路结冰，属于公司的 II 级突发事件。

2、预防与预警

风险监测责任部门和人员

应急指挥部相关人员接收某市气象局发布的寒潮、雪灾、道路结冰预警信息。

监测方法和信息收集渠道

（1）应急指挥部的相关成员通过收听广播、收看电视、查询网络等手段，及时掌握有关寒潮、雪灾的预警信息，并向应急指挥部总指挥、副总指挥报告。

（2）应急指挥部根据每年季节变化，与赤峰市气象局保持密切联系，收集整理与寒潮、雪灾预警有关的数据资料和相关信息。

（3）应急抢险组的成员加强巡回检查，加强对可能受雪灾影响部位的监测和防范，发现异常情况及时向应急指挥部总指挥、副总指挥报告。

3、预警发布与预警行动

预警发布

根据《突发气象灾害预警信号发布试行办法》的规定，按照可能发生汛情灾害的严重性和紧迫程度，雨雪冰冻预警信息发布划分为两个级别，分别为 I 级预警、II 级预警。

（1）I 级预警：

1)寒潮黄色预警，即 24h 内最低气温将要下降 12℃ 以上，最低气温不足 4℃。

2)雪灾橙色预警，即 6h 内可能出现对交通或牧业有较大影响的降雪。

3)道路结冰橙色预警，即 6h 内可能出现对交通有较大影响的道路结冰。

（2）II 级预警：

-
- 1)寒潮蓝色预警,即 24h 内最低气温将要下降 8℃以上,最低气温不足 4℃。
 - 2)雪灾黄色预警,即 12h 内可能出现对交通或牧业有影响的降雪。
 - 3)道路结冰黄色预警,即 12h 内可能出现对交通有较大影响的道路结冰。

预警发布程序和相关要求

(1) 发布程序

预警信息由应急指挥部通过电话或者生产会议等方式向应急处置工作组发布。

(2) 相关要求

应急指挥部的相关成员接到以上预警信息后,立即汇总相关信息,分析研判,根据当时的实际情况提出预警建议,经应急指挥部总指挥批准后发布。

预警发布后应对程序和措施

(1) 应对程序

预警信息发布后,各应急处置工作组履行各自所承当的职责,做好应急响应准备工作。应急指挥部按照赤峰市气象局发布的预警变化情况,适时提高或降低预警级别。

(2) 应对措施

当应急指挥部发出预警信息后,各应急处置工作组在各自所辖范围内对防雨雪冰冻措施进行检查,如应急抢险组检查配电箱的门是否关闭牢固,室外设备是否做好防冻准备工作,公司建(构)筑物的门窗关闭情况等等;运输保障组检查车辆是否安全可靠,并保证足够的车辆随时听候调遣;医疗救护组做好医疗准备工作;后勤保障组检查应急物资是否充足、好用,并保证 24h 有人值班以便随时领取抢险救援物资。对于各应急处置工作组检查中发现的问题及隐患处理情况,及时向应急指挥部总指挥、副总指挥报告。

4、预警结束

当接到某市气象局发布预警结束的信息后,由总指挥向全公司发布预警结束。

5、信息报告

报告程序

1) 公司 24h 应急值守电话: 项目经理

(2) 应急指挥部总指挥将灾害情况向政府有关部门进行报告。

报告内容

-
- (1) 报告人姓名、联系方式；
 - (2) 灾害发生的时间、类型、级别；
 - (3) 灾害发生的简要经过；
 - (4) 公司伤亡人员数量及严重程度、风电设备或者其他设施损毁等基本情况；
 - (5) 已采取的相应措施；
 - (6) 预计可能造成的后果及初步估计的直接经济损失情况等；
 - (7) 需要报告的其他事项。

报告时限为 1h 之内。报告后出现新情况的，及时补报。报告形式以电话、电子邮件、传真等形式为主。

6、应急响应

应急响应分级

在本预案中将雨雪冰冻灾害的应急响应划分为两个级别，即：Ⅰ级应急响应、Ⅱ级应急响应。

Ⅰ级应急响应

雨雪冰冻灾害已经对公司正常运行秩序造成严重影响时，本预案将其定为Ⅰ级应急响应。

Ⅱ级应急响应

公司接到预警信息后，本预案将其定为Ⅱ级应急响应。

应急响应程序

- (1) 当达到本预案启动的条件时，由总指挥宣布启动预案。
- (2) 各应急处置工作组在接到应急预案启动命令后，迅速进入应急响应状态，听从指挥，严格按照职责分工进行应急处置工作。同时，总指挥合理调配公司应急物资，副总指挥协调、检查各项应急处置工作；应急抢险组对相关设备设施进行检查、维修；运输保障组安排应急车辆，做好充分运送受伤人员的准备工作；医疗救护组做好医治伤员的准备工作；后勤保障组准备充足的应急物资。

7、应急处置

应急抢险组应急处置措施

- (1) 当启动Ⅱ级应急响应时，运维员立即对室外的管道、架空线路、断路器、隔离开关、变压器等设备进行防冻检查，保证机组安全稳定运行；当发电机

组无法维持正常运行时，威胁发电机组、变压器等设备安全时，应立即停机，将损失减小到最低程度。

(2) 当启动 I 级应急响应时，应急抢险组成员对损坏的电力设备设施进行抢修工作，以便尽快恢复设备正常运行。

(3) 当灾害危及到人身和光伏发电设备安全时，当值班长组织现站值班人员按照“保人身、保设备、保电网”的原则，按照运行规程规定可以采取降低机组出力或紧急停机操作，保证人身安全，保证安全停机。

运输保障组应急处置措施

(1) 与应急抢险组密切配合，如果有人员受伤，则将受伤人员立即运送至医院。

(2) 运送应急抢险组人员赶赴受损的光伏发电设备地点，同时应急车辆应装载相应的光伏发电设备所需的备用件。

(3) 司机在结冰路面上驾驶车辆，谨慎驾驶，防止发生交通事故。

医疗救护组应急处置措施

(1) 与应急抢险组相互配合，对于在抢险过程中受伤的人员，立即开展力所能及的救护行动，并与运输保障组密切配合，迅速将受伤人员转送至医院。

(2) 妥善安排受伤人员的后续医治工作。

(3) 记录在抢险过程中的受伤人员数量，并上报应急指挥部总指挥和副总指挥。

后勤保障组应急处置措施

(1) 立即提供应急抢险期间所需的应急物资。

(2) 提供对讲机等通讯设备，确保应急处置期间公司相关人员的联系畅通。

(3) 适当储备粮食、水等生活必备品。

(4) 对于在应急抢险过程中的受伤人员，做好安抚家属，保险、理赔等相关善后工作。

8、扩大应急

应急指挥部随时了解抢险工作的进展情况，当灾害造成的破坏十分严重，光伏发电设备受损严重，超出公司的应急处置能力时，向政府相关部门请求救援支持，同时积极协调与省调，地调的相关工作。

9、应急结束

总指挥根据以下 6 个基本原则判断应急工作是否结束：

- （1）预警信号已解除；
- （2）灾害中的伤亡人员已经查清；
- （3）危害已得到有效控制；
- （4）次生、衍生事故因素已经消除；
- （5）受伤人员得到有效救治；
- （6）光伏发电已恢复正常，生活秩序已得到恢复。

当应急工作符合以上基本条件后，由总指挥宣布应急工作结束。

10、后期处置

善后处置

（1）各应急处置工作组对灾害现场进行彻底清理，做好恢复正常生产、生活秩序的准备工作。

（2）对于在应急抢险过程中受伤的人员，医疗救护组要组织好伤员的后续医治工作。

（3）后勤保障组妥善做好伤亡人员及其家属的安抚工作。

11、应急工作总结与评价

应急指挥部对雨雪冰冻灾害的应急处置工作进行全面总结，对公司现有的应急物资和作业人员的应急能力进行评估，必要时对本预案进行修订。

我司明确知悉施工开始至项目合同期结束，光伏敷设屋面同片区（同一平面、同一建筑，含边界）厂房屋顶发生漏点、损坏，由我司进行恢复，如不能及时恢复，需采取临时措施，不能对生产产生影响。

十、消防设计方案

根据生产重要性和火灾危险性程度配置消防设施和器材，本光伏电站按规范配置室外消防砂箱、手提式灭火器；在每个屋面的边角及其他适当位置装设摄像机随时监控屋面情况，并在每个屋面的检修口放置手提式灭火器；新建光伏电站不改变现有建筑的耐火等级和火灾危险性。

10.1 施工场地治安保卫措施

10.1.1 消防保卫措施

1、成立工地消防领导小组，制定消防专项方案和消防演练方案，制订工地消防制度，领导现场保卫和消防保卫工作进行监督检查，教育现场工作人员认真执行各项消防保卫安全制度。建立领导值班制度，定期对工地的消防保卫工作进行检查。

2、做好消防防卫工作，成立治保机构，制定悬挂现场保卫制度和门卫制度，加强治安管理，杜绝发生治安事件制定消防措施，施工现场备有足够的消防器材，由专人负责管理。

3、现场设有明显的防火宣传标志。每月对职工进行一次治安、防火教育，培训一支义务消防队。

4、现场使用明火作业必须严格管理，派专人看护，氧气、乙炔集中设管理站，使用时要登记，现场要有消防灭火设施。现场使用明火作业必须由项目经理审批，明火附近不得有易燃易爆物品。

5、现场设置循环消防道，宽度不小于 3.5m，消防通道不能是环形的，必须有车辆回转场地。

6、易燃易爆有毒的物品单独存放，专人负责，须有严格的领退料手续。

7、施工现场主要出入口设立警卫室，作好现场物资保卫工作，建立警卫制度和现场保卫记录。

8、现场人员必须佩戴进入现场的明显标志。现场管理人员持证上岗，并佩带胸卡，项目经理、技术负责人红色，管理人员绿色，安全员黄色，工人白色。

10.1.2 工地安全作业纪律、防火制度

1、工地安全作业纪律

(1) 进入工地人员必须遵守安全生产规章制度和劳动纪律，严禁违章作业。

(2) 进入施工现场，必须带好安全帽。

(3) 高空作业，必须系好安全带。

(4) 生产现场作业，不准赤膊、赤脚或穿拖鞋、高跟鞋。

-
- (5) 严禁酒后上岗工作。
 - (6) 特种作业人员持证上岗，无证人员禁止从事特种作业。
 - (7) 不准在施工现场嬉耍、打闹或私自乱动机电设备。
 - (8) 不准在施工现场往下或往上掷材料、工具等物件。
 - (9) 施工现场一切安全设施，装置及安全标志牌，禁止随意拆除或移动。
 - (10) 禁止带小孩进入施工现场、禁止在危险禁区通行。

2、工地保卫防火制度

- (1) 工地一切人员进入施工现场，必须服从管理，听从指挥，遵守各项规章制度。
- (2) 一切外来人员未经保卫部门或工地领导允许，不准进入工地。
- (3) 工地公共财产，职工与民工人人有责任爱护与保护。
- (4) 工地一切易燃、易爆物品分开存放，且符合消防安全的规定。
- (5) 严格遵守工地防火制度，禁火区严禁吸烟及动火。
- (6) 工地一切安全消防设施齐全有效，任何人不准随意拆除。

10.2 文明施工的技术措施

1、现场围挡

工程围挡高不少于 2.5m，距地面 30cm 为砖基础，刷标准色带。

2、封闭管理

- (1) 、设立大门及门卫，门卫制度要上墙。
- (2) 、佩戴工作卡：项目经理、技术负责人红色，管理人员绿色，安全员黄色，工人白色。
- (3) 、大门按照公司要求设置。

3、施工场地

- (1) 、道路畅通。现场道路、砂、石、钢筋堆场及搅拌机周围场地必须硬化。
- (2) 、设置排水设施，防止泥浆、污水不经处理直接外排，保证地面无积水。
- (3) 、工地设置吸烟处，做到既方便作业人员吸烟，又要防止火灾发生。施工场地要有绿化布置。

4、材料堆放

(1) 、建筑材料、构件、料具、建筑垃圾按总平面布置图要求堆放，并且要堆放整齐，悬挂名称、规格等标牌，平面布置若有变化，必须经审批，不得私自更改。

(2) 、做到工完场清。

(3) 、易燃易爆物品按照有关规定分类堆放。

(4) 、临时建筑垃圾堆放点设有标牌、围挡，并不得大量堆积。

5、现场防火

(1) 建立防火制度，配备灭火器材，灭火器不少于 3 个。

(2) 所采用的措施、器材满足消防要求。

(3) 制定动火审批手续和实行动火监护制度。

(4) 设临时消防给水

(5) 工程内消防给水管网

工程内临时竖管设 1 条，宜成环状布置，每根竖管的直径根据要求的水柱股数，按最上层消防栓出水量计算，但不小于 100mm。

(6) 、工程内临时消防栓及其布置

工程内临时消防栓分设于明显且便于使用的地点，并保证消防栓的充实水柱能到达工程内任何部位。栓口出水方向宜与墙壁成 90° 角，离地面 1.2m。

消防栓口为 65mm，配备水带每节长度不宜超过 20m，水枪喷嘴口径不小于 19mm，每个消防栓处，宜设启动消防水泵的按钮。

(7) 、施工现场灭火器的配备

1) 配备有专供消防用的太平桶、积水桶（池）、黄砂池等器材设施，上述设施周围不得堆放物品；

2) 临时木工间、油漆间等，每 25 m²配置一个种类合适的灭火器。

3) 仓库或堆料场内，根据灭火对象的特性，分组布置酸碱、泡沫、清水、二氧化碳等类型灭火器，每组灭火器不少于四个，每组灭火器之间的距离不大于 30m。

7、施工标牌

(1) 设立读报栏、宣传栏、黑板报等；

(2) 大门口设置七牌三图，即：工程概况牌、管理人员名单及监督电话牌、

消防保卫牌、安全生产牌、文明施工牌、绿色施工牌、操作规程牌及施工现场平面布置图、安全标识平面布置图、工程效果图。

以上各牌以板报形式布置，设立于工地门口醒目处，下框边沿距地面不低于1m。操作规程牌按其性质有固定场所的挂于操作处，无固定场所时集中挂于施工场地明显位置处。

8、生活设施

(1) 食堂：墙壁贴白瓷砖高度大于 1.8m，灶台、案板台全部贴瓷砖，地坪水泥砂浆抹平；

(2) 厕所：地面硬化，设置水冲式厕所。

(3) 设置沐浴室：保证工地人员清洁卫生；

(4) 生活垃圾及时清理，有专人管理；

(5) 建立卫生责任制；

(6) 食堂炊事员必须有健康证方可上岗。

10、保健急救

(1) 建立急救措施，有保健医药箱及急救设备；

(2) 开展卫生防病宣传教育；

(3) 建立施工现场急救队伍，急救人员经过专业培训。

11、社区服务

(1) 施工现场不焚烧有毒、有害物质；

(2) 夜间施工要经过许可；

(3) 工地要建立防尘、防噪等不扰民措施。