

Z 检 索 号

100-NZ02821K-A01-01

岚县孝义 100MW 光伏发电项目

可行性研究报告

(修编版)



国家电投集团综合智慧能源科技有限公司

SPIC INTEGRATED SMART ENERGY SCIENCE & TECHNOLOGY CO., LTD.

国核电力规划设计研究院有限公司

STATE NUCLEAR ELECTRIC POWER PLANNING DESIGN&RESEARCH INSTITUTE CO., LTD.

工程设计综合甲级：A111007467

二〇二四年九月

1、综合说明

1.1 概述

岚县孝义 100MW 光伏发电项目已于 2021 年 9 月入选山西省能源局《山西省 2021 年风电、光伏发电项目保障性并网项目清单》，并于 2023 年 4 月取得《山西省企业投资项目备案证》（项目代码：2304-141127-89-05-676559）。

本项目位于山西省吕梁市岚县顺会乡、社科乡。地貌上属普明河阶地及山前丘陵，地形起伏较大，场区内有大型冲沟，海拔高程 1215-1450m。场区附近有 S46、S50 高速公路、国道 G337、G241、S313 和多条既有的县道、乡道和村村通道路，交通较便利。

1.1.1 工程任务及编制依据

1.1.1.1 主要设计依据：

(1) 山西省能源局文件 《山西省 2021 年风电、光伏发电项目保障性并网项目清单》（2021.09）；

(2) 岚县行政审批服务管理局 《山西省企业投资项目备案证》【项目代码：2304-141127-89-05-676559】（2023.04.11）；

(3) 内蒙古电力勘测设计院有限责任公司《关于<岚县孝义 100MW 光伏发电项目可行性研究报告>评审意见的函》（2023 年 9 月 22 日）；

(4) 国网山西省电力公司《国网山西省电力公司关于内蒙古电投能源股份有限公司山西分公司孝义 100MW 光伏发电项目接入系统方案的意见》（2023 年 11 月 22 日）。

1.1.1.2 项目建设单位介绍

项目业主单位：国家电投集团内蒙古电投能源股份有限公司山西分公司

国家电力投资集团有限公司（简称“国家电投”）是中央直接管理的特大型国有重要骨干企业，由中国电力投资集团公司与国家核电技术有限公司于 2015 年 5 月重组成立。国家电投是我国五大发电集团之一，是全球最大的光伏发电企业、新能源发电企业和清洁能源发电企业，资产规模 1.76 万亿元，员工 13 万人，所属二级单位 65 家。管理电力总装机 2.45 亿千瓦，其中清洁能源装机占比 70.85%。2023 年《财富》世界 500 强排名第 262 位。

国家电投集团内蒙古能源有限公司（简称“内蒙古公司”）是国家电力投资集团公

司全资子公司，与国家电投集团蒙东能源有限责任公司、内蒙古电投能源股份有限公司（A 股上市公司，股票代码 002128）一体化运作。是集煤炭、火电、电解铝、新能源、铁路、港口等产业一体化协同发展的大型综合能源企业，公司资产总额 1167.93 亿元，正式员工近 15000 人，拥有 40 家所属单位，分布在内蒙古的通辽、赤峰、锡盟、阿拉善、包头、鄂尔多斯、呼和浩特等盟市，以及湖南、湖北、河南、山西、辽宁等省份。公司坚持奉献绿色能源的服务宗旨，始终致力于绿色低碳清洁发展，近年来大力推进新能源项目发展建设。内蒙古电投能源股份有限公司山西分公司（简称“山西分公司”），是内蒙古公司为实现新能源跨区域发展战略，加大在区外的项目开发建设工作力度而设立的唯一分公司，于 2017 年 2 月 14 日在山西省太原市注册成立，主要负责内蒙古公司在自治区外的风电、太阳能发电等清洁能源项目的开发、投资、建设和运营。

未来，山西分公司将立足于山西省经济社会实际，围绕国家电力投资集团公司奉献绿色能源的企业使命和建设具有全球竞争力的世界一流清洁能源企业总目标，以“2035 一流战略”为统领，大力实施“建设世界一流清洁综合能源企业”的子战略目标，认真贯彻落实国家新能源方面相关政策，积极配合政府做好新能源中长期发展规划，积极服务于国家低碳能源发展战略，加快优质高效发展步伐，为持续推动驻地社会经济的又好又快发展而不懈努力。

1.1.1.3 法律法规

- 1) 中华人民共和国安全生产法（2021 年修正）
- 2) 中华人民共和国大气污染防治法（2020 修订）
- 3) 中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 修订）
- 4) 中华人民共和国环境保护法（2014 修订）
- 5) 中华人民共和国环境噪声污染防治法（2018 修正）
- 6) 中华人民共和国节约能源法（2018 修正）
- 7) 中华人民共和国环境影响评价法（2018 修正）
- 8) 中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修正）
- 9) 中华人民共和国气象法（2016 年修正）
- 10) 中华人民共和国水土保持法（2010 修订）
- 11) 中华人民共和国水污染防治法（2017 修订）

- 12) 中华人民共和国土地管理法（2019 修订）
- 13) 中华人民共和国消防法（2021 修订）
- 14) 中华人民共和国职业病防治法（2018 年修正）
- 15) 中华人民共和国民用航空法（2021 年修正）

1.1.1.4 技术标准

- 1) 《太阳能资源评估方法》（GB/T 37526-2019）
- 2) 《光伏系统并网技术要求》(GB/T-19939-2005)
- 3) 《光伏(PV)系统电网接口特性》(GB/T-20046-2006)
- 4) 《光伏发电站接入电力系统技术规定》（GB/ 19964-2012）
- 5) 《光伏发电站设计规范》（GB50797-2012）
- 6) 《光伏发电工程电气设计规范》（NB/T 10128-2019）
- 7) 《光伏发电工程可行性研究报告编制规程》（NB/T 32043-2018）
- 8) 《35kV~110kV 变电站设计技术规程》（GB 50059-2011）；
- 9) 《220kV~750kV 变电站设计技术规程》 DL 5218-2012
- 10) 《220kV~1000kV 变电站站用电设计技术规程》（DL 5155-2016）
- 11) 《建筑设计防火规范》（GB 50016-2014）(2018 年版);
- 12) 《建筑内部装修设计防火规范》(GB50222-2017);
- 13) 《建筑防火通用规范》（GB55037-2022）；
- 14) 《消防设施通用规范》（GB55036-2022）；
- 15) 《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140-2005）；
- 16) 《厂矿道路设计规范》（GBJ22-87）；
- 17) 《建筑抗震设计规范》（GB50011—2010）；
- 18) 《混凝土结构设计规范》（GB50010—2010）；
- 19) 《建筑结构荷载规范》（GB50009—2012）；
- 20) 《建筑地基基础设计规范》（GB50007—2011）；
- 21) 《建筑物防雷设计规范》（GB 50057-2010）
- 22) 《建筑地基处理技术规范》（JGJ79-2012）；
- 23) 《砌体结构设计规范》（GB50003-2011）；

- 24) 《屋面工程质量验收规范》 GB50207-2012
- 25) 《屋面工程技术规范》 GB50345-2012;
- 26) 《火力发电厂建筑设计规程》 (DL/T5094-2012) ;
- 27) 《建筑地面设计规范》(GB 50037-2013);
- 28) 《火力发电厂建筑装修设计标准》 DL/T 5029-2012;
- 29) 《变电站建筑结构设计技术规程》(DL/T 5457-2012);
- 30) 《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》 (GB 50736-2012) ;
- 31) 《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》 GB 50019-2015;
- 32) 《变电所总布置设计技术规程》 (DL/T5056-2007) ;
- 33) 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》 (GB/T50064-2014) ;
- 34) 《交流电气装置的接地设计规范》 (GB/T50065-2011) ;
- 35) 《电力工程电缆设计标准》 (GB 50217-2018) ;
- 36) 《高压电缆选用导则》 (DL 401-2017) ;
- 37) 《火力发电厂与变电站设计防火标准》 GB50229-2019;
- 38) 《火灾自动报警系统设计规范》 (GB50116-2013) ;
- 39) 《电信线路遭受强电线路危险影响的容许值》 (GB6830-86) ;
- 40) 《建筑照明设计标准》 (GB50034-2013)
- 41) 污秽条件下使用的高压绝缘子的选择和尺寸确定》 (第一~三部分) (GB 26218.1~3-2010) ;
- 42) 《高压配电装置设计规程》 (DL/T 5352-2018) ;
- 43) 《电力设施抗震设计规范》 (GB 50260-2013) ;
- 44) 《导体和电器选择设计规程》 (DL/T 5222-2021) ;
- 45) 《火力发电厂和变电所照明设计技术规定》 (DL/T 5390-2014) ;
- 46) 《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》 (DL/T 5136-2012) ;
- 47) 《电力工程直流电源系统设计技术规程》 (DL/T 5044-2014) ;
- 48) 《电力设备典型消防规程》 (DL5027—2015) ;
- 49) 《交流电力系统金属氧化物避雷器使用导则》 (DL/T 804-2014);
- 50) 《交流无间隙金属氧化物避雷器》 (G/T 11032-2020) ;

- 51) 《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB 14285-2006);
- 52) 《电力系统调度通信交换网设计技术规程》DL/T5157-2012;
- 53) 《电力装置的电气测量仪表装置设计规范》(GB50063—2017) ;
- 54) 《并联电容器装置设计规范》(GB50227—2017) ;
- 55) 《电力系统调度自动化设计规程》DL/5003-2017;
- 56) 《电力系统安全自动装置设计规范》GB/T50703-2011;
- 57) 《工业企业噪声控制设计规范》(GB50087-2013);
- 58) 《工业企业设计卫生标准》(GBZ1-2010);
- 59) 《电力变压器选用导则》(GB/T17468-2019) ;
- 60) 《油浸式电力变压器技术参数和要求》(GB/T6451-2015;
- 61) 《绝缘配合 第1部分：定义、原则和规则》(GB/T 311.1-2012) ;
- 62) 《绝缘配合 第2部分：使用导则》(GB/T 311.2-2013) ;
- 63) 《电力变压器 第7部分：油浸式电力变压器负载导则》(GB 1094.7-2008) ;
- 64) 《高压/低压预装式变电站》(DL/T 537-2018) ;
- 65) 《高压/低压预装式变电站》(GB/T 17467-2020) ;
- 66) 《3.6kV~40.5kV 交流金属封闭开关设备和控制设备》(GB/T3906-2020) ;
- 67) 《3.6kV~40.5kV 高压交流负荷开关》(GB/T 3804-2017) ;
- 68) 《高压交流断路器》(DL/T 402-2016) ;
- 69) 《高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求》(DL/T593-2016;
- 70) 《高压交流断路器参数选用导则》(DL/T615-2013) ;
- 71) 《额定电压 72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备》(GB/T 7674—2020) ;
- 72) 《气体绝缘金属封闭开关设备选用导则》(DL/T728-2013) ;
- 73) 《低压配电设计规范》(GB50054-2011) ;
- 74) 《供配电系统设计规范》(GB50052-2009) ;
- 75) 《架空绝缘配电线路设计技术规程》(DL/T601-1996) ;
- 76) 《66kV 及以下架空电力线路设计规范》(GB 50061-2010) ;
- 77) 《架空输电线路杆塔结构设计技术规定》(DL/ 5154-2012) ;
- 78) 《架空送电线路基础设计技术规定》(DL/T 5219-2014) ;

- 79) 《架空输电线路外绝缘配置技术导则》(DL/T 1122-2009)；
- 80) 《输电线路对电信线路危险和干扰影响防护设计规程》(DL/5033-2006)
- 81) 《高压交流架空输电线路无线电干扰限值》(GB/T 15707-2017)。
- 82) 《水工混凝土钢筋施工规范》DL 5169-2013;
- 83) 《水工混凝土施工规范》DL 5144-2015;
- 84) 《水电水利工程模板施工规范》DL/T 5220-2013;
- 85) 《水工建筑物地下开挖工程施工规范》SL378-2007;
- 86) 《水电工程泥沙设计规范》NB/T 35049-2015;
- 87) 《水电工程混凝土生产系统设计规范》NB 35005-2013;
- 88) 《公路工程技术标准》JTG BO1-2014;
- 89) 《防洪标准》(GB 50201—2014);
- 90) 《建筑地基基础工程施工质量验收标准》GB50202-2018;
- 91) 《工程建设标准强制性条文》〈房屋建筑工程〉(2013 版)；
- 92) 《工程建设标准强制性条文》〈电力工程部分〉(2016 版)；
- 93) 《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T 32027-2016);
- 94) 《光伏发电工程概算定额》(NB/T 32035-2016)；
- 95) 国家电网设备〔2018〕979 号《国家电网有限公司十八项电网重大反事故措施》(修订版)；
- 96) 国家能源局文件《防止电力生产事故的二十五项重点要求(2023 版)》(国能发安全〔2023〕22 号)。
- 97) 《危险性较大的分部分项工程安全管理规定》(中华人民共和国住房和城乡建设部令第 37 号)。
- 98) 《电力建设工程施工安全监督管理办法》(中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 28 号)。
- 99) 国家能源局关于印发《防止电力建设工程施工安全事故三十项重点要求》的通知(国能发安全〔2022〕55 号)。

各专业相关设计技术规程、规范及规定。

1.1.2 光伏电站地理位置

本工程位于山西省岚县。

山西省地处华北平原以西的黄土高原东翼、黄河中游东岸，是中华民族文化的发祥地之一。本省四周山环水绕，与邻省区界线极为明显。北界长城与内蒙古自治区接壤，西隔黄河与陕西省相望，南抵黄河与河南省为邻，东以太行山与河南、河北两省毗连。省界轮廓大体呈平行四边形。介于东经 $110^{\circ}14' \sim 114^{\circ}33'$ 、北纬 $34^{\circ}34' \sim 40^{\circ}43'$ 之间。南北长约 682km，东西宽约 385km，全省总面积 15.6 万 km²。山西境内有山地、丘陵、高原、盆地和台地等多种地貌类型。山地、丘陵占总面积的三分之二以上，海拔一般在 1000m~1500m 之间。与其东部的华北平原相比，山西省呈现强烈的隆起形势，整个地势由东北向西南倾斜。

吕梁市位于山西省中部西侧，东与太原市和晋中市相邻，南与临汾市接壤，北与忻州市为邻，西隔黄河与陕西相望。地势北高南低，由东北向西南倾斜，一般海拔 1000~2000m。

岚县位于山西省西北部的吕梁山区，吕梁地区的北端，岚县地处东经 $111^{\circ}21'43'' \sim 111^{\circ}50'02''$ ，北纬 $38^{\circ}05'00'' \sim 38^{\circ}36'11''$ 之间。东邻静乐，南连娄烦、方山，西靠兴县，北倚岢岚。岚县地形较为复杂，境内有山地、丘陵、平川、沟谷四种地貌类型。山地、丘陵占总面积的 85%，位于中心的岚河盆地，地势平坦，是吕梁山上的“小平原”。全县平均海拔 1416.6m。全县总面积 1510km²。

岚县境内交通便利，境内的铁路有古岚（古交—岚县）线；太佳高速公路、省道岚古线、忻黑线和国道 209 线贯穿境内，与太原市、忻州市、吕梁市相连。目前，全县乡通油路，村村通机动车。

岚县属温带大陆性气候，气候冷凉，环境优美。年平均气温 6.9°C。一月均温 -8°C，七月均温 22°C。年均降雨量 457mm，霜冻期为九月下旬至次年五月上旬，无霜期 130 天。夏日气候凉爽，是理想的避暑胜境。空气质量标准达二级以上的天气全年在 200 天以上。

拟建光伏场址位于山西省岚县顺会乡、社科乡区域，场区呈不规则多边形。地貌上属普明河阶地及山前丘陵，地形起伏较大，场区内有大型冲沟，海拔高程 1215-1450m。场区附近有 S46、S50 高速公路、国道 G337、G241、S313 和多条既有的县道、乡道和

村村通道路，交通较便利。拟选升压站站址位于冯周村附近。

岚县地理位置图见图 1.1-1。



图 1.1-1 岚县地理位置示意图

项目地理位置示意图见图 1.1-2。

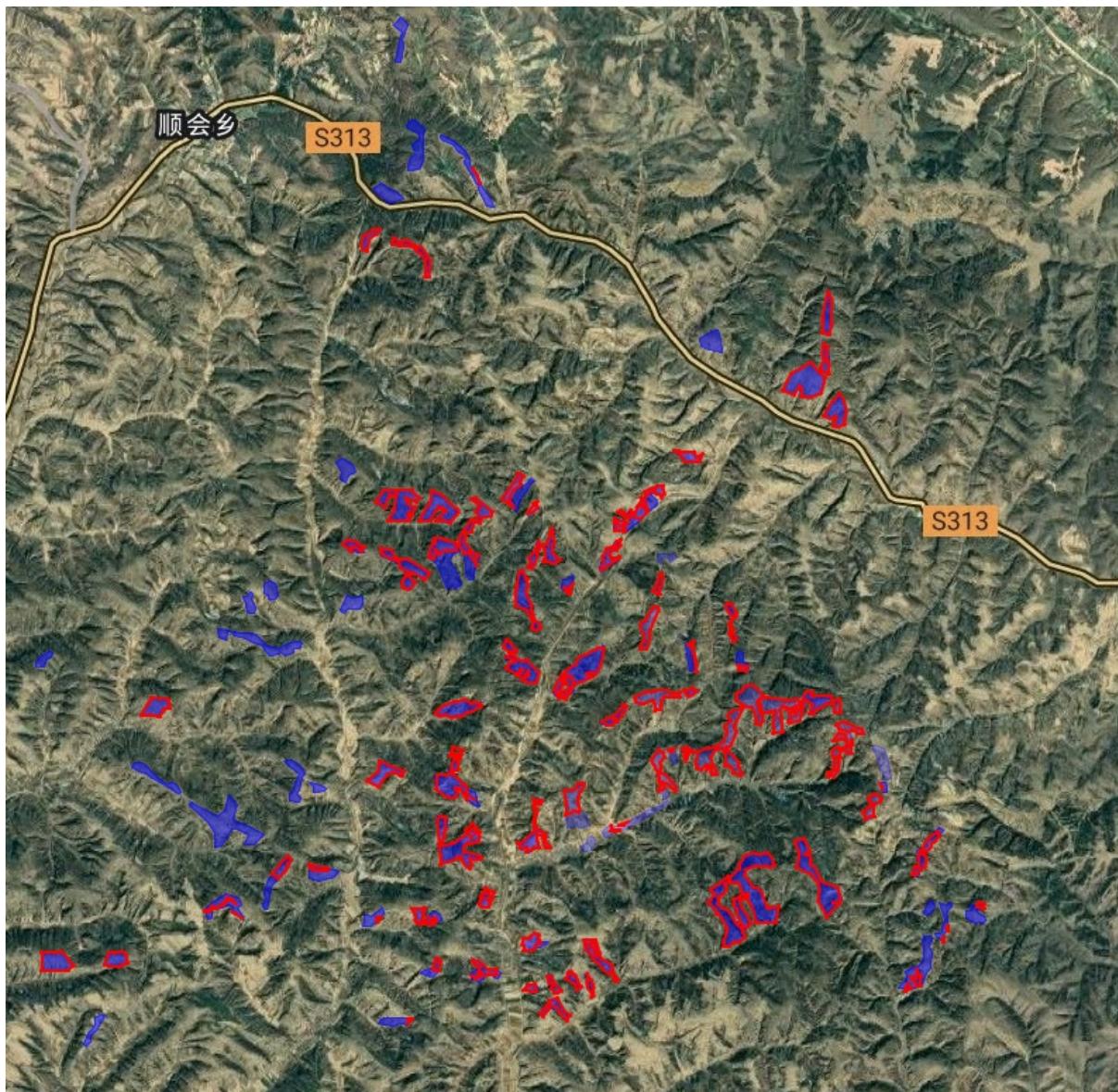


图 1.1-2 本项目地理位置示意图

1.2 太阳能资源

根据 Solargis 计算结果可知，站址平均水平总辐射为 1623 kWh/m^2 。根据《太阳能资源等级 总辐射》（GB/T 31155-2014），该区域属于 B 类“资源很丰富带”，适合大型光伏电站的建设。

1.3 工程建设条件

1.3.1 光伏场区工程地质

1) 本工程拟选场址位于山西省吕梁市岚县社科乡冯周村及其周边地带，附近有 S46、S50 高速公路、国道 G337、G241、S313 和多条既有的县道、乡道和村村通道路，

交通较便利，场区地块多位于交通条件较差的黄土梁、塬上。

2) 区内出露的主要地层：新生界第四系地层，古生界石炭系、奥陶系、寒武系等地层。

3) 本次勘察期间，光伏场区内（除沟谷低洼地段外）地下水埋深一般大于 10m，可不考虑地下水对地基基础的影响。

4) 勘测场地内地下水埋深大于 10m，可不考虑地下水的腐蚀性。地基土对混凝土结构具有微腐蚀性、对钢筋混凝土结构中的钢筋具微腐蚀性、对钢结构具有微腐蚀性。

5) 参考附近工程资料，场区分布的第四系上更新统黄土（粉土）具有湿陷性，为 II 级自重湿陷性黄土场地，建议按《湿陷性黄土地区建筑标准》（GB 50025-2018）进行处理。

6) 按照《建筑抗震设计规范》（2016 年版）GB50011-2010 和《建筑与市政工程抗震通用规范》（GB55002-2021），根据地质、地形地貌的影响综合评价，判定拟建光伏场地为建筑抗震一般地段。

7) 本场地的基本地震动峰值加速度为 0.10g，基本地震动加速度反应谱特征周期为 0.45s，对应的地震烈度为 7 度。

8) 根据本次勘测成果、附近已有工程资料及《建筑抗震设计规范》（2016 年版）（GB50011-2010）和《建筑与市政工程抗震通用规范》（GB55002-2021）中有关规定，本场区可不考虑地基土液化问题。

9) 本工程所在区域的推荐电阻率：黄土（粉土）的电阻率 $\rho_s=180(\Omega\cdot m)$ 、黄土（粉质黏土）的电阻率 $\rho_s=210(\Omega\cdot m)$ 。

10) 根据当地气象站的资料，光伏场区土壤最大冻结深度 124cm。根据《建筑地基基础设计规范》（GB50007-2011）判定本工程所在区域：黄土台塬、黄土梁等地势较高处地基土的冻胀类别为不冻胀，冻胀等级为 I 级；沟谷低洼地带等地势较低处地基土的冻胀类别为弱胀冻，冻胀等级为 II 级。

11) 结合光伏支架基础的设计条件，地基岩土体主要为黄土(粉土)、黄土(粉质黏土)为主，当采用扩展式基础时，（1）层黄土(粉土)和（2）黄土(粉质黏土)均可作为天然地基持力层。根据场地的工程地质条件和设计条件，建议采用微孔灌注桩、钻孔灌注桩。

12) 根据收集到的资料以及现场踏勘分析，场区所在区域可能出现的地质灾害主要

为黄土冲沟。根据现场调绘情况，为了不影响光伏电站的正常运行，建议将光伏构件布置于距离冲沟等受不良地质影响的地段以外不小于 20m 的场地，光伏构件布置时应避开冲沟的沟头方向，并做好场地内的排水。在陡坎区域布置光伏构件时，建议避让陡坎的距离不小于陡坎高度的 2 倍，以防止陡坎坍塌损坏光伏构件。

13) 拟选光伏场区内有零星坟墓，施工时需注意，需迁坟的，迁坟后应进行回填夯实处理；施工开挖时如发现暗坟，应进行回填夯实处理。

1.3.2 升压站工程地质

1) 岚县孝义 100MW 光伏发电项目（升压站）拟选站址所处地貌单元为河流阶地，站址内及附近无断层通过。从收集的地震资料来看，站址处在相对稳定地段，构造稳定，建站可行。

2) 根据 1: 400 万《中国地震动峰值加速度区划图》（GB18306-2015 图 A1）与《中国地震动反应谱特征周期区划图》（GB18306-2015 图 B1），本区II类场地基本地震动峰值加速度为 0.10g，基本地震动加速度反应谱特征周期为 0.45s，拟建场地的地震烈度为VII。

3) 站址区地层主要为：新生界第四系地层，岩性主要为（1）层杂填土，（2）层粉土和（3）层粉质黏土。

4) 站址所处场地属于建筑抗震一般地段，地基土类型为中软土，场地类别为II类。

5) 勘察期间场地内地下水位埋深一般在 2.0-2.5m，地下水变幅约 1.5m。

根据本次勘测资料，站址范围内地下水对混凝土结构具有微腐蚀性，地下水对钢筋混凝土结构中的钢筋具有微腐蚀性；土对混凝土结构具有弱腐蚀性，土对钢筋混凝土结构中的钢筋具微腐蚀性，土对钢结构具有弱~中腐蚀性。

6) 勘测场地内（1）层：杂填土（Q4ml），以角砾、块石、砖块和水泥块等建筑垃圾为主（原冯周村学校所属建构筑物未拆除），混有黄土状粉土，施工时建议清除该层。（2）层：粉土（Q4al），压缩系数 $a_{1-2}=0.238 \text{ (MPa)}^{-1}$ ，压缩模量 $E_{s1-2}=6.968 \text{ MPa}$ ，为中等压缩性土，在场地内均有分布，承载力特征值为 130kPa，不宜直接作为主要建筑物的天然地基持力层，对于一般附属建筑，即部分荷重较轻、对地基强度和变形要求不高的建（构）筑物，当满足其强度和变形需要时可采用天然地基。（3）层：粉质黏土（Q3dpl），压缩系数 $a_{1-2}=0.193 \text{ (MPa)}^{-1}$ ，压缩模量 $E_{s1-2}=8.512 \text{ MPa}$ ，为中等压缩性土。该层在场地内均有分布，力学性质较好，承载力特征值为 200kPa，为场地内较好的下卧层。

7) 根据收集到的资料和现场踏勘分析, 站址区可能遇到的地质灾害主要为冲沟。考虑到升压站的重要性, 建议建设单位对拟建升压站做地质灾害评估工作, 并做好相应的防治工作。

8) 根据站址内所取击实土样的试验结果, (1) 粉土的最优含水量为 15.3%, 最大干密度为 1.79g/cm^3 。

9) 根据当地气象资料, 站址区土壤最大冻结深度为 124cm。

10) 根据本次勘测成果, (2) 粉土的视电阻率推荐值为 $130\Omega\cdot\text{m}$, (3) 粉质黏土的视电阻率推荐值为 $180\Omega\cdot\text{m}$ 。

11) 勘测期间站址内地表未发现坟墓, 施工时如遇暗坟, 应迁移并填埋夯实, 施工前建议委托当地有资质单位进行文物勘探。

1.3.3 水文气象

场区位于山西省岚县, 属温带大陆性气候, 气候冷凉, 环境优美。平均海拔 1500m, 年平均气温 6.9°C , 年有效积温 2948°C 。一月平均温 -8°C , 七月平均温 22°C 。年均降雨量 457mm, 霜冻期为九月下旬至次年五月上旬, 无霜期 130 天。夏日气候凉爽。

水文条件: 位于普明河两侧的光伏组件将受到该河 50 年一遇及 100 年一遇洪水淹没及冲刷影响, 淹没深度 0.5-1m, 下阶段针对光伏组件具体布置位置, 现场实测水文纵横断面, 计算分析各组件处设计洪水位。

气象条件: 建议场区处 50 年一遇 10m 高 10 分钟平均最大风速为 27m/s ; 50 年一遇 20m 高 10 分钟平均最大风速为 30.2m/s 。建议变电站位置导线覆冰厚按 10mm 考虑。全年主导风向 SSE。

岚县气象站多年实测气象要素成果见下表 1.3.3-1。

表 1.3.3-1 岚县气象站气象要素特征值统计表

| 项 目 | 单 位 | 数 值 | 时 间 |
|---------|------------------|-------|------------------|
| 多年平均气温 | $^\circ\text{C}$ | 6.9 | |
| 极端最高气温 | $^\circ\text{C}$ | 39.3 | 2005 年 6 月 26 日 |
| 极端最低气温 | $^\circ\text{C}$ | -33.0 | 2002 年 12 月 26 日 |
| 多年平均气压 | hPa | 883.4 | |
| 多年平均水汽压 | hPa | 7.3 | |
| 多年平均降水量 | mm | 457.0 | |

| 项 目 | 单 位 | 数 值 | 时 间 |
|----------|-----|-------|-----|
| 最大一日降水量 | mm | 106.2 | |
| 多年最多雷暴日数 | d | 60 | |
| 多年平均雷暴日数 | d | 26 | |
| 多年冰雹日数 | d | 2.3 | |
| 多年最大冻土深度 | cm | 124 | |
| 多年最大积雪深度 | cm | 25 | |
| 多年最长结冰日数 | d | 200 | |

1.4 项目任务与规模

本工程位于山西省吕梁市岚县顺会乡、社科乡。本工程规划容量 100MW，本期建设 100MW，直流侧 120MW_p。箱式变升压至 35kV 后沿 4 回集电线路送至新建光伏电站 220kV 升压站。

接入系统方案为：岚县孝义 100MW 光伏发电项目π接入河口风电～岚县 220kV 变电站的 220kV 线路，**线路长度约 2×15.3km，导线型号选择 2×JL/G1A-300。**

1.5 光伏系统总体方案设计及发电量计算

1) 太阳能电池种类选择：考虑到晶硅电池成熟度较高，国内外均有较大规模应用实例，而非晶硅薄膜和聚光电池技术成熟度相对较差，本工程拟选用高效晶硅电池组件。

2) 太阳能电池组件的选择：综合考虑组件效率、技术成熟性、市场占有率达到采购订货时的可选择余地，本工程拟选用单体功率为 580W_p 的 N 型单晶双面光伏组件以及单体功率为 695W_p 的异质结双面光伏组件，全部采用固定倾角方案，倾角采用 34° 倾角。

3) 本工程规划容量 100MW，本期建设 100MW（直流侧安装容量 120MW_p），逆变器采用 300kW 组串式逆变器。直流侧和交流侧容配比按照 1.2:1 设计。

本工程安装光伏组件 120MW_p，25 年的总发电量为 4648978228kW•h，年平均发电量为 185959130kW•h，按照直流侧安装容量 120MW_p 计算得首年发电利用小时数为 1625.91 小时，25 年平均等效利用小时数为：1549.66 小时。

现岚县境内已投运满一年的光伏电站有 1 处，即为华润电力岚县春晖光伏电站。该项目为 2016 年光伏扶贫项目，距本项目光伏场区约 20 公里；该项目采用多晶硅 270MW_p

组件；2019 年-2022 年的年利用小时数分别为 1609.11 小时、1625.97 小时、1542.77 小时、1608.69 小时；其实际利用小时数与本项目计算小时数相当。

1.6 电气工程

本光伏电站本期建设光伏 100MW（直流侧装机 120MW_p），拟新建一座 220kV 升压站：主变规划建设容量 1×100MVA，本期建设 1 台容量为 100MVA 主变压器。220kV 电气主接线本期采用单母线接线，2 回出线；预留 1 回出线。35kV 采用单母线接线。

各发电单元电压经过箱式变升压至 35kV 后采用电缆+架空的集电线路送至光伏电站升压站，再通过 220kV 线路π接入河口风电～岚县 220kV 变电站的 220kV 线路，线路长度约 2×15km，导线型号选择 2×JL/G1A-300。

（1）光伏场区部分

箱变采用 800V→35kV 升压方式，以 35kV 电缆汇流至 35kV 配电母线。每回集电线路容量（交流侧容量）约 25MW。

光伏发电站内各单元发电模块与光伏发电母线的连接方式，由运行可靠性、灵活性、技术经济合理性和维修方便等条件综合比较确定，采用“T”接式连接方式。根据光伏组件布置情况，本期工程将方阵按实际数量分为 4 组，每组按一定顺序连接起来，再各自引出一条高压线路汇到高压母线上。光伏场地共设 4 回电缆集电线路。这种方式是将全部发电单元采用分区送出，每个区域的设置采用一段集电线路送出到主站的进线柜，集电线路采用分段“T”接形式，各段集电线路根据承载电流情况可选用适宜的规格。

（2）升压站部分

本工程规划建设一座 220kV 升压站，电压等级为 220kV/35kV，主变容量为 1×100MVA；220kV 主接线采用单母线接线，35kV 主接线采用单母线接线；本期建设 1 台 100MVA 有载调压变压器，满足本期光伏额定容量 100MW 的送出。

1) 升压站 220kV 侧接线

升压站π接入河口风电～岚县 220kV 变电站的 220kV 线路，该线路采用架空出线形式；220kV 侧本期采用单母线接线。预留 1 回出线间隔的位置。

2) 升压站 35kV 侧接线

35kV 采用单母线接线。35kV 集电线路采用电缆引至围墙外终端塔。35kV 为中性点低阻接地系统。

35kV 母线上接有光伏集电线路 4 回、35kV 无功补偿、站用电源。

3) 站用电源

本升压站站用电采用 380/220V 单母线接线方式。设置两台站用变压器，一台工作一台备用，其中工作变容量为 400kVA，备用变容量为 400kVA。其中工作变由本站 35kV I 段母线引接，备用变接于外接电源上。

4) 无功补偿

35kV 无功补偿采用动态无功补偿装置。在 220kV 升压站 35kV 母线上装设总容量为 24Mvar 的动态无功补偿装置，拟采用水冷 SVG 无功补偿装置，以实现对光伏电站无功功率的动态调节。

5) 中性点接地设备

主变压器 220kV 中性点采用有效接地方式。

按规程《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》（GB/T 50064-2014）规定：35kV 系统单相接地故障电容电流值较大时，应选用低阻接地方式。本工程 35kV 侧单相接地故障电容电流值约为 111A，10s 短时通过电流按照 300A，接地电阻暂定为 $37/\sqrt{3}kV$ ，71.2 欧。

1.7 工程消防

本工程消防系统的设计，遵照国家“预防为主、防消结合”的方针，根据国家《火力发电厂与变电所设计防火规范》及本工程所处地理位置，消防系统的设置以加强自身防范为主，在具体措施上贯彻“预防为主，防消结合”的方针，采取合理的防火措施，防止和减少火灾造成的损失。主要包括：

- 1) 建筑物火灾危险性分类及耐火等级
- 2) 消火栓给水系统和灭火器布置
- 3) 电力设备消防设计
- 4) 通风空调消防设计
- 5) 消防监控系统

根据《火力发电厂与变电站设计防火规范》（GB50229-2019）、《光伏发电站设计规范》（GB50797-2012）等国家有关法律、技术规范及标准进行变电站、光伏电站消防系统的设计。

1.8 土建工程

本期建设一座220kV升压站。根据光伏场区和升压站布局情况，为便于运行维护和提高供电可靠性，光伏场区外共设4回35kV集电线路，采用架空线路与地理电缆相结合的方式连接，架空段均采用铁塔架设。

1) 光伏场区

本光伏场区采用N型单晶580Wp双面和异质结695Wp双面电池组件固定支架方案，每26块为1串，组件2*13竖排竖向布置；采用双立柱，组件倾角34°，组件最低点距地1500mm。

本工程固定支架结构，光伏组件布置采用竖向2排纵向13列的布置方式，每组支架单元布置26块电池组件，光伏支架采用常规带边框电池组件，每块光伏组件尺寸为：2278mm×1134mm（长×宽）和2384mm×1303mm（长×宽）。

光伏组件支架结合电池组件排列方式布置，支架采用主次檩条，横向支架布置方案，支架横、纵梁及斜撑组成，支架形式为三角形。单晶硅组件支架沿结构单元长度方向上设置横向支架的间距约为3.4m和3.2m，一个结构单元内有4道纵向主檩条。

固定支架结构采用双立柱结构形式，支架由立柱、斜梁、斜撑、檩条等组成。

固定光伏支架结构型式为横向檩条，纵向斜梁的光伏支架，檩条通过檩条固定件固定于斜梁之上，当东西向存在坡度时，可通过檩条固定件来调整檩条方向以应对东西向坡度对檩条安装造成的影响。电池组件通过压块固定于檩条上，一块光伏组件共有四个点与檩条固定。斜梁通过立柱、斜撑进行固定，斜撑则通过抱箍固定于立柱上，立柱与基础预埋管采用螺栓连接。

支架由立柱、斜撑、横梁、檩条等构成，各立柱、构件之间通过螺栓连接或焊接形成稳定的结构体系。在各种荷载组合下，支架应满足规范对强度、刚度、稳定等各项指标要求。设计时采用25年一遇荷载数值作为设计依据，确保支架系统安全、稳定。

支架杆件间的连接可采用焊接或螺栓连接。螺栓连接对结构变形有较强的适应能力，施工安装速度快、便捷；焊接连接施工安装速度较慢，焊机进场需要较长距离施工供电，而且现场施焊受天气影响较大，所以本工程支架各构件间连接采用螺栓连接。

结合本工程地质情况，支架基础采用钢筋混凝土灌注桩基础，桩基础需满足竖向承载能力，水平承载能力、抗拔承载能力以及抗倾覆承载力的要求，同时综合考虑桩基础

成桩工艺以及相应施工机械便性。根据本阶段地勘报告，场区地质情况均为黄土(粉土)，故本工程所有支架基础采用钢筋混凝土灌注桩基础，桩基础桩径250mm，单根桩长暂定1.9m，其中桩出露地面0.1m，埋入地下1.8m，配筋率95kg/m³；每根桩基础预埋1根（镀锌）Φ76*4（Q355B），单根长0.85m，重6.55kg/根。

根据光伏方阵的布置，该工程箱变基础51个。根据地质条件和光伏电站周围环境，综合考虑箱变采用钢筋混凝土板式基础，基础埋深-2.0m。该基础耐久性好，便于预留电气埋件及接地，能有效的防止蛇、鼠类等小动物危害。

2) 升压站

依据地质资料和《建筑抗震设计规范》（GB 50011-2010）(2016年版)，生产控制楼抗震设防烈度为7度，按7度采取抗震构造措施。轴线总长约23.4m，宽16.3m，共3层，层高为3.9m，总面积约1215.01m²，综合控制楼采用框架结构，现浇钢筋混凝土楼盖、屋盖，钢筋混凝土独立基础。

综合配电间单层框架结构，现浇钢筋混凝土楼盖、屋盖，基础为钢筋混凝土独立基础。

消防水泵房抗震设防烈度均为7度，按7度采取抗震构造措施。轴线总长约9.8m，宽7.5m，层高为4.00m，总面积约82.4m²，采用砌体结构，外墙采用370厚多孔砖砌筑，内墙为240厚多孔砖砌筑，基础采用钢筋混凝土条形基础，窗采用塑钢窗、塑钢门。

废品暂存间轴线尺寸4.5×4.5×3.9m（屋顶），共1层，总面积约25m²，采用砖混结构，现浇钢筋混凝土屋盖，钢筋混凝土条形基础。

主变基础采用钢筋混凝土筏板基础，基础埋深-2.5m。

站内220kV主变及出线架构采用“A”形架构柱与“△”形截面钢梁的组合结构型式。架构柱采用热浸镀锌钢管；钢梁采用型钢、圆钢组合空间桁架梁。基础采用混凝土刚性独立基础。横梁等钢构件采用热浸镀锌防腐，现场施焊部位外加封闭漆防腐。

升压站场区内根据工艺要求布置电缆沟。电缆沟的尺寸根据电气专业要求确定。电缆沟底部坡度大于0.8%，生产区电缆沟沟壁高出地面80mm，以免场地泥水流入沟内，便于检修，同时也可兼做人行步道。

站内所有钢梁均采用热镀锌进行防腐处理，对于现场施焊烧坏的锌层，需补喷锌。建筑物预埋件采用刷防腐漆进行防腐处理。

配电站区干铺200mm厚碎石。

根据本光伏场升压站地勘报告，升压站暂考虑换填级配碎石。

1.9 施工组织设计

本项目位于山西省岚县顺会乡、社科乡区域，场区呈不规则多边形。地貌上属普明河阶地及山前丘陵，地形起伏较大，场区内有大型冲沟，海拔高程 1215-1450m。场区附近有 S46、S50 高速公路、国道 G337、G241、S313 和多条既有的县道、乡道和村村通道路，交通较便利。

参考《变电站总布置设计技术规程》（DL/T5056-2007），进光伏场道路采用公路型，设计道路路基宽 4m，路面宽度 3m，采用砂砾石路面，进场道路两侧设置排水沟。进升压站道路采用混凝土路面，路基宽 5.5m，路面宽 4.5m，长约 20m。

本项目按照永临结合的原则规划场内道路。场内道路路基宽 4m，路面宽度 3m，采用 15cm 厚砂砾石路面。施工结束后将太阳能电池组件之间的施工道路改造加固为砂砾石路面，设计为单车道，其它技术标准符合国家四级公路标准。

生产生活及施工用水可以从项目场址附近用水管网接引，接水点需由业主与当地水利部门协调落实，或采用在升压站站内打井的方式来满足生产生活及施工供水。设置蓄水池，将供水水源的水由管道输送到蓄水池。升压站附近施工用水可直接用管道输送，其它距离较远的施工点用水可以用罐车或水箱运输。水质应满足生产、生活使用要求。施工期供水系统应考虑光伏电站建成后生产和生活用水需要，按照“永临结合”的原则规划建设供水系统。

生产生活及施工用电拟由升压站附近 10kV 线路或 35kV 线路接入，接电点需由业主与当地电力部门协调落实，或采用 30kW 柴油发电车来满足生产及生活施工用电。按照“永临结合”的原则规划升压站生产生活及施工用电，施工结束后施工电源作为站内的备用电源永久保留。

本工程施工现场内部通信采用无线电对讲机通信方式，施工对外通信采用当地电信通信网络上提供通信线路的方式解决。

主要建筑物材料来源充足，砂石骨料、木材、钢材、油料等在岚县采购，运距约 10km；混凝土供应方式商混罐车运输，运距约 20km。

必要的部件加工机械维修可在岚县附近相关厂家进行加工和维修，一般小设施在施工场地进行维修。

本工程主体工程施工主要包括：光伏组件及箱变基础开挖和混凝土浇筑、光伏组件设备安装、箱变安装、电力电缆和光缆敷设、升压站土建施工与设备安装等。

本项目计划工期 12 个月。

1.10 环境保护和水土保持设计

环境保护设计：

光伏发电是可再生能源，其生产过程不排放任何有害气体，属于清洁能源。根据本工程的实际情况，对周围环境影响的因素主要有无线电干扰、电磁辐射、生活污水排放、生活垃圾进行分析后，得出结论：光伏发电场建成后基本对周围的环境无影响。

水土保持设计：

光伏发电场的开发建设需要经历建设期和生产（运行）期两个阶段。不同阶段造成的水土流失差异较大。对于一期工程而言，水土流失多集中于建设期。由于光伏发电场建设、修路、埋设管道等过程中，开挖扰动地表，改变原地貌，破坏地表植被，经受降水和风的影响，直接形成地表剥蚀、扬尘飞沙和侵蚀冲沟，并使地表原有结构被破坏，植被退化，加剧了水土流失。到了生产（运行）期，则往往达到一定的影响量级，进入相对稳定的时期，水土流失较轻。

根据工程布置及水土流失特点，本期工程将采取的主要防治措施如下：

施工期，在施工区四周可能造成土壤顺坡流失的地段，布置拦挡措施，采用编制袋装土筑坎；施工结束后，将施工区的弃土石清理，运输至弃渣场；对裸露的场地，进行平整翻松，恢复植被。

1.11 劳动安全和工业卫生设计

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，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，编制劳动安全及工业卫生篇。着重反映了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。

通过对施工期存在的高空作业、基坑开挖、防雷防电等工作可能存在的危害因素，对运行期可能存在的防火防爆、电气伤害、机械伤害、电磁辐射等可能存在的危害因素进行分析，提出相应对策，并成立相应机构和应急预案。对施工和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。

1.12 节能降耗分析

本工程在技术方案和设备材料、建筑结构等方面,充分考虑了节能的要求,减少了线路的投资,节约了土地资源,并能够适应远景建设规模和地区电网的发展。在本期工程的设计中严格贯彻了节能、环保的指导思想。

太阳能光伏发电是一种清洁能源,与火电相比,可节约大量的煤炭或油气资源,有利于环境保护。同时,太阳能是取之不竭用之不尽的可再生能源,早开发早受益。本工程规划装机 120MW_p,本光伏发电项目整个 25 年规划运行期内年平均上网电量约 185959.13MW·h,现以每 kW·h 消耗 300.7g 标准燃煤为例,每年可节约发电标煤约 5.59 万吨。在其 25 年使用期内,该光伏发电项目总共节省标煤约 139.79 万吨。根据预测,该项目潜在的节能减排效果为:每年减轻排放温室效应气体 CO₂ 约 15.32 万吨;每年减少排放大气污染气体 SO₂ 约 15.43 吨、NO_x 约 24.73 吨、烟尘 3.16 吨。

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

1.13 工程设计概算

本项目项目资本金比例按 20%计算,符合国发[2009]27 号文件《国务院决定调整固定资产投资项目资本金比例》中电力行业资本金比例为 20%及以上的规定。

主要机电设备价格:光伏组件(N型单晶 580W_p 双面,固定支架)按 0.90 元/瓦(含税现场价);太阳能组件(异质节 695W_p 双面,固定支架)按 1.00 元/瓦(含税现场价);固定可调支架按 6500 元/t 计列,其他设备按国内近期价格水平估列。

建设进度:本工程建设期 12 个月。

价格水平:按 2024 年 7 月~8 月吕梁地区价格水平编制。

本工程含送出线路工程工程投资。

工程投资:

工程静态投资: 48606.54 万元;其中包含建设期**土地租金 1 年**和运营期**土地租金 9 年**。

工程动态投资：**49188.07** 万元；其中包含建设期土地租金 1 年和运营期土地租金 9 年。

建设期贷款利息为 **581.53** 万元；

单位千瓦静态投资：4050.32 元/kW；单位千瓦动态投资：4098.78 元/kW。

1.14 财务评价与社会效果分析

本期电价暂按 **0.282** 元/kW 经行测算，本工程项目投资财务内部收益率为 **6.50%**（所得税前）、**5.58%**（所得税后），资本金内部收益率为 **9.80%**。

从上述测算分析可以看出，项目投资财务内部收益率和资本金内部收益率高于行业基准收益率水平，满足集团财务指标要求（资本金内部收益率大于 8%），说明该项目盈利能力能够满足行业要求。

1.15 工程招标

光伏场区、升压站主要设备全部采用国产设备，由项目公司委托有资质的代理机构依据相关法律进行公开招标。

1.16 送出线路简介

本工程“π”接入河口风电场～岚县站的 220kV 线路路径长 **15.8km**，折单长度 31km，其中双回路架设 15.2km，单回路架设 0.6km。建成后形成孝义光伏升压站～河口风电升压站 30.7km，；孝义光伏升压站～岚县 220kV 变电站 20.6km。本项目升压站～“π”接口（河口风电场段）线路导线型号选用 $2 \times \text{JL/G1A-300/40}$ 钢芯铝绞线；本项目升压站～“π”接口（岚县站段）线路导线型号选用 $2 \times \text{JLRX1/JTF3B-300/40}$ 绞合型碳纤维复合导线，并把原河口风电场送出线路“π”接口～岚县站段导线更换为碳纤维复合导线；地线采用 2 根 OPGW-48 芯光缆。线路始于岚县光伏项目 220kV 升压站 220kV 出线间隔，经前里彦舍村、北白家庄村南侧至后清水河村，沿岚县至静乐线路向西至店上村附近，在河岚线 38#杆附近建设两基终端塔，“π”入河岚线。本工程“π”接入河口风电场～岚县站的 220kV 线路可行性研究报告审查意见详见附件 4：国网山西省电力公司经济技术研究院《国网山西经研院关于内蒙古电投能源股份有限公司山西分公司孝义 100MW 光伏发电项目 220kV 送出工程可行性研究报告的评审意见》。

主要设计气象条件：30 年一遇、离地面 10 米高、10 分钟，基本风速 27m/s；覆冰厚度 10mm。主要交叉跨越情况：

| 序号 | 名称 | 单位 | 数量 | 处理措施 | 备注 |
|----|-----------|----|----|------|----|
| 1 | 220kV 电力线 | 处 | 1 | 钻越 | |
| 2 | G209 国道 | 处 | 1 | 跨越 | |
| 3 | S313 省道 | 处 | 1 | 跨越 | |
| 4 | 一般公路 | 处 | 9 | 跨越 | |
| 5 | 35kV 电力线 | 处 | 2 | 跨越 | |
| 6 | 10kV 电力线 | 处 | 8 | 跨越 | |
| 7 | 通信线 | 处 | 14 | 跨越 | |
| 8 | 低压线路 | 处 | 10 | 跨越 | |
| 9 | 林区 | km | 5 | 跨越 | |

全线共选用 10 种铁塔。全部铁塔推荐使用自立式铁塔，具体塔型使用如下：

(1) 双回路直线塔

采用 2D2-SZC2、2D2-SZC3、2D2-SZC4 铁塔，可满足平地、丘陵不同档距的使用。

(2) 双回路转角塔及终端塔

采用 2D2-SJC1 ($0^\circ \sim 20^\circ$)、2D2-SJC2 ($20^\circ \sim 40^\circ$)、2D2-SJC3 ($40^\circ \sim 60^\circ$)、2D2-SJC4 ($60^\circ \sim 90^\circ$)、2D2-SDJC4 ($0^\circ \sim 90^\circ$) 五种铁塔，为了适应线路转角塔的大量增加，使耐张转角塔使用灵活方便，降低杆塔耗钢量。

(3) 单回路转角塔及终端塔

采用 2A2-DJC、2A2-JC1 两种单回路终端塔。

全线共计新建 45 基杆塔。

| 序号 | 塔型 | 数量 | 备注 |
|----|-------------|----|----|
| 1 | 2A2-DJC-27 | 1 | |
| 2 | 2A2-JC1-30 | 1 | |
| 3 | 2D2-SZC2-24 | 3 | |
| 4 | 2D2-SZC2-27 | 5 | |
| 5 | 2D2-SZC2-33 | 4 | |
| 6 | 2D2-SZC3-27 | 4 | |
| 7 | 2D2-SZC3-30 | 2 | |
| 8 | 2D2-SZC3-39 | 2 | |
| 9 | 2D2-SZC4-30 | 3 | |
| 10 | 2D2-SZC4-36 | 3 | |
| 11 | 2D2-SZC4-42 | 2 | |
| 12 | 2D2-SZC4-45 | 2 | |
| 13 | 2D2-SJC1-21 | 1 | |
| 14 | 2D2-SJC1-24 | 2 | |

| 序号 | 塔型 | 数量 | 备注 |
|----|---------------|----|----|
| 15 | 2D2-SJC1-30 | 1 | |
| 16 | 2D2-SJC2-24 | 2 | |
| 17 | 2D2-SJC2-30 | 1 | |
| 18 | 2D2-SJC3-24 | 2 | |
| 19 | 2D2-SJC4-24 | 2 | |
| 20 | 2D2-SDJC-18.0 | 1 | |
| 21 | 2D2-SDJC-27 | 1 | |
| 合计 | | 45 | |

1.17 项目特性表

| 一、光伏发电工程站址概况 | | | |
|--------------------------------------|-------------------|-----------|------------------|
| 项 目 | 单 位 | 数 量 | 备 注 |
| 额定容量 | MW | 100 | |
| 安装容量 | MWp | 120 | |
| 占地面积 | hm ² | 185.12 | |
| 海拔高度 | m | 1215-1450 | |
| 工程代表年太阳总辐射量 | kW/m ² | 1623 | |
| 二、主要气象要素 | | | |
| 项 目 | 单 位 | 数 量 | 备 注 |
| 多年平均气温 | °C | 6.9 | |
| 极端最高气温 | °C | 39.3 | 2005 年 6 月 26 日 |
| 极端最低气温 | °C | -33.0 | 2002 年 12 月 26 日 |
| 多年平均气压 | hPa | 883.4 | |
| 多年平均水汽压 | hPa | 7.3 | |
| 多年平均降水量 | mm | 457.0 | |
| 最大一日降水量 | mm | 106.2 | |
| 多年最多雷暴日数 | d | 60 | |
| 多年平均雷暴日数 | d | 26 | |
| 多年冰雹日数 | d | 2.3 | |
| 多年最大冻土深度 | cm | 124 | |
| 多年最大积雪深度 | cm | 25 | |
| 多年最长结冰日数 | d | 200 | |
| 三、主要设备 | | | |
| 编 号 | 名 称 | 单 位 | 数 量 |
| 1 光伏组件【型号：580WpN 型 Topcoun 单晶双面光伏组件】 | | | |
| 1.1 | 峰值功率 | Wp | 580 |
| 1.2 | 组件效率 | % | 22.45 |
| 1.3 | 开路电压 | V | 51.47 |
| 1.4 | 短路电流 | A | 14.37 |
| 1.5 | 最大系统电压 | V | 1500 |
| 1.6 | 功率温度系数 | %/°C | -0.29 |
| 1.7 | 开路电压系数 | %/°C | -0.25 |

| | | | | |
|------|--------------|------|--------------|--|
| 1.8 | 短路电流系数 | %/°C | 0.045 | |
| 1.9 | 首年功率衰减 | % | 1 | |
| 1.10 | 第二年开始每年年功率衰减 | % | 0.4 | |
| 1.11 | 尺寸 (L/W/H) | mm | 2278×1134×30 | |
| 1.12 | 重量 | kg | 32 | |
| 1.13 | 数量 | 块 | 188838 | |
| 1.14 | 固定倾角角度 | (°) | 34 | |

2 光伏组件【型号：695WpN 型异质结单晶双面光伏组件】

| | | | | |
|------|--------------|------|--------------|--|
| 2.1 | 峰值功率 | Wp | 695 | |
| 2.2 | 组件效率 | % | 22.37 | |
| 2.3 | 开路电压 | V | 49.26 | |
| 2.4 | 短路电流 | A | 17.33 | |
| 2.5 | 最大系统电压 | V | 1500 | |
| 2.6 | 功率温度系数 | %/°C | -0.25 | |
| 2.7 | 开路电压系数 | %/°C | -0.24 | |
| 2.8 | 短路电流系数 | %/°C | 0.04 | |
| 2.9 | 首年功率衰减 | % | 1 | |
| 2.10 | 第二年开始每年年功率衰减 | % | 0.25 | |
| 2.11 | 尺寸 (L/W/H) | mm | 2384×1304×35 | |
| 2.12 | 重量 | kg | 38.7 | |
| 2.13 | 数量 | 块 | 15080 | |
| 2.14 | 固定倾角角度 | (°) | 34 | |

3 逆变器【型号：SUN2000-300KTL-H0】

| | | | | |
|------|-----------------|----|---------------|--|
| 3.1 | 最大效率 | % | ≥99.01 | |
| 3.2 | 中国效率 | % | ≥98.52 | |
| 3.3 | 最大输入电压 | V | 1500 | |
| 3.4 | 每路 MPPT 最大输入电流 | A | 60 | |
| 3.5 | 每路 MPPT 最大短路电流 | A | 116 | |
| 3.6 | MPPT 电压范围 | V | 500~1,500 | |
| 3.7 | 额定输入电压 | V | 1080 | |
| 3.8 | 最大输入路数 | 路 | 4/5/5/4/5/5 | |
| 3.9 | MPPT 数量 | 个 | 6 | |
| 3.10 | 额定输出功率 | W | 300,000 | |
| 3.11 | 最大视在功率 | VA | 330,000 | |
| 3.12 | 最大有功功率 (cosφ=1) | W | 330,000 | |
| 3.13 | 额定输出电压 | V | 800,3W+PE | |
| 3.14 | 输出电压频率 | Hz | 50 | |
| 3.15 | 额定输出电流 | A | 216.6 | |
| 3.16 | 最大输出电流 | A | 238.2 | |
| 3.17 | 功率因数 | | 0.8 超前 0.8 滞后 | |
| 3.18 | 最大总谐波失真 | % | <1 | |
| 3.19 | 输入直流开关 | | 支持 | |
| 3.20 | 防孤岛保护 | | 支持 | |
| 3.21 | 输出过流保护 | | 支持 | |
| 3.22 | 输入反接保护 | | 支持 | |
| 3.23 | 组串故障检测 | | 支持 | |

| | | | | |
|------|----------------|----|----------------------|--|
| 3.24 | 直流浪涌保护 | | Type II | |
| 3.25 | 交流浪涌保护 | | Type II | |
| 3.26 | 绝缘阻抗检测 | | 支持 | |
| 3.27 | 残余电流监测 | | 支持 | |
| 3.28 | 显示 | | LED 指示灯, WLAN+APP | |
| 3.29 | RS485 | | 支持 | |
| 3.30 | USB | | 支持 | |
| 3.31 | MBUS | | 支持 | |
| 3.32 | 尺寸 (宽 x 高 x 厚) | mm | 1,045 x 730 x 395 | |
| 3.33 | 重量 (含挂架) | kg | 106 | |
| 3.34 | 工作温度 | °C | -30~60 | |
| 3.35 | 最高工作海拔 | m | 5,000(>4000 降额) | |
| 3.36 | 相对湿度 | % | 0~100 | |
| 3.37 | 输入端子 | | MC4 | |
| 3.38 | 输出端子 | | OT 端子 | |
| 3.39 | 防护等级 | | IP66 | |
| 3.40 | 拓扑 | | 无变压器 | |
| 3.41 | 冷却方式 | | 智能风冷 | |
| 3.42 | 数量 | 台 | 334 | |

4 箱式变压器 (型号: S□-3000/35、S□-2400/35、S□-1500/35、S□-1200/35)

| | | | | |
|-----|--------------|-----|-------------------------|--|
| 4.1 | 台数 (3000kVA) | 台 | 10 | |
| 4.2 | 台数 (2400kVA) | 台 | 15 | |
| 4.3 | 台数 (1500kVA) | 台 | 10 | |
| 4.4 | 台数 (1200kVA) | 台 | 16 | |
| 4.5 | 容量 | kVA | 3000/2400/1500/1 200 | |
| 4.6 | 额定电压 | kV | 35 | |

5 升压主变压器 (型号: SZ□-100000/220)

| | | | | |
|-----|------|-----|--------|--|
| 5.1 | 台数 | 台 | 1 | |
| 5.2 | 容量 | kVA | 100000 | |
| 5.3 | 额定电压 | kV | 220 | |

四、土建施工

| 编号 | 名称 | 单位 | 数量 | 备注 |
|----|------------------|----------------|-------------------------|----|
| 1 | 土石方开挖 | m ³ | 55.1748*10 ⁴ | |
| 2 | 土石方回填 | m ³ | 50.7410*10 ⁴ | |
| 3 | 混凝土 (不含支架基础混凝土) | m ³ | 4191.02 | |
| 4 | 钢筋 (不含支架及支架基础钢筋) | t | 240.17 | |
| 5 | 桩 | m ³ | 7419.28 | |
| 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 | 48606.54 | 其中包含建设期土地租金1年和运营期土地租金9年。 |
| 2 | 动态投资 | 万元 | 49188.07 | 其中包含建设期土地租金1年和运营期 |

| | | | | |
|----|------------|-------|----------|------------------------------|
| | | | | 土地租金 9 年。 |
| 3 | 单位千瓦静态投资 | 元/kWp | 4050.32 | 其中包含建设期土地租金 1 年和运营期土地租金 9 年。 |
| 4 | 单位千瓦动态投资 | 元/kWp | 4098.78 | 其中包含建设期土地租金 1 年和运营期土地租金 9 年。 |
| 5 | 设备及安装工程 | 万元 | 27800.73 | |
| 6 | 建筑工程 | 万元 | 9333.97 | |
| 7 | 其他费用 | 万元 | 5964.36 | 其中包含建设期土地租金 1 年和运营期土地租金 9 年。 |
| 8 | 基本预备费 | 万元 | 646.49 | |
| 9 | 220kV 送出线路 | 万元 | 3661.00 | |
| 10 | 对侧间隔改造 | 万元 | 200.00 | |
| 11 | π接补偿费 | 万元 | 1000.00 | |
| 12 | 建设期贷款利息 | 万元 | 581.53 | |

1.18 存在问题及其它

太阳能资源丰富，对环境无任何污染，是满足可持续发展需求的理想能源之一。在广阔的乡镇、偏远地区广泛利用，可以说是一种永续利用、对环境影响极小的能源，不论是现在或是未来，如果开发利用太阳能资源，完全可以减少对化石能源的依赖以致达到替代部分化石燃料的目标，这对全国经济发展、改善环境和满足人民生活用电要求，将会起到越来越重要的作用。

目前，本项目取得备案证、用地预审与选址意见书、永久性使用林地审查意见以及接入系统、环境影响报告表、水土保持方案、压覆矿等文件的批复；建议本工程业主在电站区域内安装太阳辐射测量装置，取得一年的数据后，对本次分析的原始数据进行验证、订正等，并对发电量重新核算。

本工程经济效益指标符合国家有关规定，从技术和经济上看项目是可行的。该项目符合国家产业发展政策。大规模的光伏并网电站可以充分利用当地的太阳能资源，改善当地的能源结构。光伏电场的建设可以节约煤炭等一次能源及水资源，减少各类污染物的排放量，降低发电机组的运行成本，本工程属清洁能源工程，有明显的环境效益。因此，该项目建成后，不仅提供电力，节约资源，减少环境污染，而且带动当地经济，有着良好的经济效益、社会效益和环境效益，其建设是必要的。

13、工程设计概算

13.1 工程概况

本光伏电场工程位于山西省吕梁市岚县顺会乡、社科乡，直流侧规划容量 120MWp，交流侧规划容量 100MW，本期为一期建成，配套新建一座 220kV 升压站。本光伏发电项目属于新建项目，电厂性质为公用电厂，所发电全部上网销售。

13.2 编制依据

- 13.2.1 《光伏发电工程概算定额》（NB/T 32035-2016）；不足部分采用国家能源局发布的国能发电力〔2019〕81号文《电力建设工程概预算定额》（建筑、电气册）（2018年版）；
- 13.2.2 《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T 32027-2016）；
- 13.2.3 《关于发布<建筑业营业税改征增值税后光伏发电工程计价依据调整实施意见>的通知》（可再生定额〔2016〕61号）；
- 13.2.4 《关于调整水电工程、风电场工程及光伏发电工程计价依据中建筑工程增值税税率及相关系数的通知》可再生定额〔2019〕14号；
- 13.2.5 《光伏发电工程可行性研究报告编制规程》NB/T 32043-2018；
- 13.2.6 《光伏发电工程勘察设计收费计算标准》（NB/T 32030-2016）；
- 13.2.7 《关于调整水电工程、风电场工程及光伏发电工程计价依据中安全文明施工措施费费用标准的通知》（可再生定额〔2022〕39号）；
- 13.2.8 省级政策法规；
- 13.2.9 编制基准期：2024 年第 3 季度；
- 13.2.10 设计人员提供的图纸和工程量及业主提供的资料。

13.3 基础资料

- 13.3.1 主要设备价格：光伏组件（N型单晶580Wp双面，固定支架）按0.9元/瓦（含税现场价）；太阳能组件（异质节695Wp双面，固定支架）按1.0元/瓦（含税现场价）；固定可调支架按6500元/t计列，其他设备按国内近期价格水平估列。

- 13.3.2 人工预算单价及主要材料预算价格：人工预算单价根据中华人民共和国能源部行业标准NB/T 32027-2016《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》（2016年版）

计列；材料预算价格按山西省吕梁地区2024年9月价格水平确定，并计入材料运杂费及采购保管费。。

13.3.3 建设进度：本工程计划总工期按照12个月考虑。

13.3.4 费率标准

(1) 建筑安装工程费率标准

建筑安装工程单价采用包含直接费、间接费、利润和税金的综合单价。措施费费率按《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》计取；间接费费率按《建筑业营业税改征增值税后光伏发电工程计价依据调整实施意见》计取，措施费与间接费的费率分别见光伏场工程取费指标表。税金按财政部税务总局《关于调整增值税税率的通知》计取。

表 1 光伏场工程取费指标表

| 编号 | 项目 | 计算基础 | 安装工程费用标准 | 土建工程费用标准 |
|----|--------|--------------|----------|----------|
| 一 | 直接费 | | | |
| 1 | 直接工程费 | | | |
| 2 | 措施费 | | | |
| | 建筑工程 | 人工+机械 | | 18.94% |
| | 设备安装工程 | 人工+机械 | 13.43% | |
| 二 | 间接费 | | | |
| | 土方工程 | 人工+机械 | | 23.86% |
| | 石方工程 | 人工+机械 | | 27.76% |
| | 混凝土工程 | 人工+机械 | | 62.76% |
| | 钢筋工程 | 人工+机械 | | 54.16% |
| | 基础处理工程 | 人工+机械 | | 46.99% |
| | 砌体砌筑工程 | 人工+机械 | | 50.90% |
| | 设备安装工程 | 人工费 | 139.78% | |
| 三 | 利润 | 人工+机械+措施+间接费 | 7% | 7% |
| 四 | 税金 | 一+二+三 | 9% | 9% |

(2) 其他费用取费标准

建设用地费：租地费 600 元/亩·年，概算中长期租地计列 10 年费用，其中包含建设期土地租金 1 年和运营期土地租金 9 年。剩余费用在运营期考虑每 10 年一付（即运营期第 10 年付 10 年，运营期第 20 年付 6 年），征地费 18 万/亩。

项目其他费依据《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》。

(3) 环境保护工程中环保投资估列 150 万元，水保投资估列 103.78 万元。

(4) 基本预备费

按 1.5% 计列，涨价预备费按照规定暂不计算。

(5) 建设期贷款利息

按 12 个月均衡贷款考虑，利息长期贷款年利率 3.0%，短期贷款利率 3.45%。

13.3.5 其他：本设计概算含送出工程投资及对侧间隔。

13.4 工程投资及技术经济指标

工程静态投资：48606.54 万元；单位千瓦静态投资 4050.32 元/kW；其中包含建设期土地租金 1 年和运营期土地租金 9 年。

建设期贷款利息为 581.53 万元；

工程动态投资：49188.07 万元；单位千瓦动态投资：4098.78 元/kW。其中包含建设期土地租金 1 年和运营期土地租金 9 年。

13.4.1 主要技术经济指标：光伏场主要技术经济指标见表 13.4-1。

表 13.4-1 主要技术经济指标表

| | | | | | | |
|------------------------------------|--------------------|----------|----------------|------------------|---------------|-------|
| 工程名称 | 岚县孝义 100MW 光伏发电项目 | | 光伏组件设备价格 | 元/W | 0.9/1.0 | |
| 建设地点 | 山西省吕梁市岚县 | | 发电设备基础 | 元/Wp | 0.204 | |
| 设计单位 | 国核电力规划设计研究院有限公司 | | 升压站 | 万元/座 | 5281.06 | |
| 建设单位 | 内蒙古电投能源股份有限公司山西分公司 | 主要工程量 | 组件 | 块 | 188838 /15080 | |
| 安装规模 | MWp | | 固定支架 | t | 4992.35 | |
| 组件容量 | WP/块 | | 土石方开挖 | 万 m ³ | 55.1748 | |
| 年平均上网发电量 | MWh | | 土石方回填 | 万 m ³ | 50.7410 | |
| 年利用小时数 | h | | 钢筋（不含支架基础钢筋） | t | 240.17 | |
| 工程静态投资其中包含建设期土地租金 1 年和运营期土地租金 9 年。 | 万元 | | 混凝土（不含支架基础混凝土） | m ³ | 4191.02 | |
| 建设期利息 | 万元 | | 桩 | m ³ | 7419.28 | |
| 工程动态总投资其中包 | 万元 | 49188.07 | 建设 | 永久用地 | 亩 | 24.99 |

| | | | | | | |
|--------------------------------------|-------|---------|------|---------|---|---------|
| 含建设期土地租金 1 年和运营期土地租金 9 年。 | | | 用地面积 | | | |
| 单位千瓦静态投资其中包含建设期土地租金 1 年和运营期土地租金 9 年。 | 元/kW | 4050.32 | | 临时用(租)地 | 亩 | 4607.08 |
| 单位千瓦动态投资其中包含建设期土地租金 1 年和运营期土地租金 9 年。 | 元/kW | 4098.78 | | 建设期 | 月 | 12 |
| 度电成本 (6%折现率 LCOE) | 元/kWh | 0.2415 | | 生产单位定员 | 人 | 10 |

14、财务评价与社会效果分析

14.1 财务评价依据

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并进行不确定性分析，以判断其在财务上的可行性。本财务评价主要参考及编制依据如下：

- (1) 依据《建设项目经济评价方法与参数》（第三版）和《风电场项目经济评价规范》（NB/T 31085-2016）确定项目评价方法和评价指标；
- (2) 按照（国发〔2019〕26号）《国务院关于加强固定资产投资项目资本金管理的通知》确定项目资本金；
- (3) 按照建设单位与银行长期合作达成协议的报价计算贷款利息，其中长期贷款利率为3.0%，流动资金贷款利率为3.45%；
- (4) 按照财政部 税务总局 海关总署2019年第39号《关于深化增值税改革有关政策的公告》计算增值税；
- (5) 按照国税发〔2009〕80号《国家税务总局关于实施国家重点扶持的公共基础设施项目企业所得税优惠问题的通知》）
- (6) 按照2007年3月16日通过的《中华人民共和国企业所得税法》（2017年2月24日第一次修正，2018年12月29日第二次修正）计算所得税；
- (7) 按照2021年9月1日施行《中华人民共和国城市维护建设税法》计算城市维护建设税；
- (8) 按照2005年8月20日公布的中华人民共和国国务院令第448号文件《国务院关于修改<征收教育费附加的暂行规定>的决定》计算教育费附加；
- (9) 按照2010年11月18日公布的财政部财综〔2010〕98号《财政部关于统一地方教育附加政策有关问题的通知》计算地方教育费附加；
- (10) 按照国家电力投资集团有限公司综合管理部文件《综合发展〔2024〕122号》《关于印发<新能源电站电量、电价取值参考（山东、内蒙古、河北、山西区域2024版)>的通知》。
- (11) 设计专业提供的原始数据。

(12) 按照中国水电工程顾问集团公司、北京木联能软件技术有限公司编制的《GGD 光伏发电工程软件--经济评价软件 V6.0 (SEE) 》进行计算。

14.2 资金来源

本项目资本金比例按 20%计算，符合国发[2019]26 号文件《国务院决定调整固定资产投资项目资本金比例》中电力行业资本金比例为 20%及以上的规定。

14.3 财务评价基本数据

14.3.1 项目计算期：光伏电场计划建设工期12个月，按25年生产经营期进行测算，计算期26年。

14.3.2 发电能力：平均年利用小时 1549.66h。

14.3.3 流动资金：生产流动资金按每kW 30元估算，共360万元，流动资金总额的30%使用资本金，70%从银行贷款，其年利率按3.45%计。流动资金随机组投产投入使用，利息计入发电成本，本金在计算期末一次回收。见投资计划与资金筹措表。

14.4 分析和评价

14.4.1 总成本费用计算

(1) 总成本计算：发电成本主要包括折旧费、修理费、职工工资及福利费、劳保统筹费、住房基金、材料费、保险费、利息支出、摊销费和其他费用。

(2) 发电经营成本计算：本项目发电成本主要包括折旧费、摊销费、维修费、职工工资及福利费、劳保统筹和住房基金、保险费、利息支出和其他费用等。

发电经营成本为不包括折旧费、摊销费和利息支出的全部费用。

项目综合折旧年限 20 年计(残值率 3%);修理费率按照运行期第 1-10 年 11.4824 元/kW, 第 11-25 年 30.704 元/kW; 电厂定员 10 人, 职工人均年工资按 15 万元估算, 并计算福利费和保险费等费用, 其中职工福利费按 60%计; 保险费按照固定资产价值的 0.0575%; 材料费运营期 1-10 年为 2.94 元/kW, 11-25 年为 5.88 元/kW; 其他费用 24 元/kW; 租地费平均每年 268.2 万元(在概算中, 计列建设期 1 年和运营期前 9 年的租地费。在经济评价中, 运营期第 10 年一次性支付 10 年租地费, 运营期第 20 年一次性支付 6 年租地费)。利息支出包括长期借款利息、流动资金贷款利息和短贷利息, 其中长期借款按照等额还本付息。利息支出包括长期借款利息、流动资金贷款利息和短贷利息, 其中长期借款按照等额还本付息。

14.4.2 发电效益计算

(1) **发电收入：**发电收入是上网电量和上网电价的乘积，电站正常运行期内年平均上网电量为 185969.38MWh。申报上网电价 0.282 元/千瓦时计算。计算期内发电利润总额详见利润与利润分配表。

(2) **税金**

(a) **增值税：**本项目抵扣的增值税额按分年度投资的 10% 考虑。
(b) **销售税金及附加：**城市维护建设税税率取 5%，教育费附加取 5%；
(c) **所得税：**所得税按应纳税所得额计算，本项目的应纳税所得额为发电利润扣除免税的补贴收入后的余额。光伏发电项目属于公共基础设施项目企业所得税优惠的项目，根据国税发【2009】80 号《国家税务总局关于实施国家重点扶持的公共基础设施项目企业所得税优惠问题的通知》，其投资经营的所得，自该项目取得第一笔生产经营收入所得纳税年度起，第一年至第三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税（12.5%），六年后所得税按照 25% 征收。

(3) **利润及分配：**发电收入扣除总成本费用、实缴增值税和销售税金附加后即为发电利润，发电利润扣除所得税即为税后利润。计算期内发电利润总额详见利润和利润分配表。

14.4.3 清偿能力分析

(1) **借款还本付息**

(a) **贷款偿还期及上网电价：**贷款偿还期为 15 年，满足还贷要求，申报上网电价为 0.282 元/kWh。

(b) **还贷资金。**光伏场的还贷资金主要包括还贷利润、还贷折旧和摊销。还贷期内未分配利润和折旧费全部用于还贷。

(c) **贷款还本付息：**经营期按补贴竞价申报上网电价进行贷款还本付息计算。计算结果表明工程在开工后 15 年内可还清固定资产本息。详见还本付息计算表。

(2) **资金来源与运用：**计算结果表明，项目从运营期第 1 年起开始出现资金盈余，计算期内累计盈余资金详见财务计划现金流量表。

(3) **资产负债分析**

随着发电机组投产发电，资产负债率在运行期前几年负债率较高，以后逐年下降，整个计算期内资产负债比例适当，说明项目偿债能力较好。详见资产负债表。

14.4.4 盈利能力分析:

根据现金流量表可计算出以下财务评价指标:

根据本期电价暂按 0.282 元/kW 经行测算, 本工程项目投资财务内部收益率为 6.50% (所得税前)、5.58% (所得税后), 资本金内部收益率为 9.80%。

从上述测算分析可以看出, 项目投资财务内部收益率和资本金内部收益率高于行业基准收益率水平, 满足集团财务指标要求, 说明该项目盈利能力能够满足行业要求。

财务指标汇总表如表:

| 财务指标汇总表 | | | |
|---------|--|-------|-----------|
| 序号 | 项目 | 单位 | 数值 |
| 1 | 额定容量 | MW | 100.00 |
| 2 | 安装容量 | MWP | 120.01 |
| 3 | 年上网电量 | MWh | 185969.38 |
| 4 | 项目总投资 (其中包含建设期土地租金 1 年和运营期土地租金 9 年) | 万元 | 49548.09 |
| 5 | 建设投资 (其中包含建设期土地租金 1 年和运营期土地租金 9 年) | 万元 | 48606.54 |
| 6 | 单位千瓦静态投资 (其中包含建设期土地租金 1 年和运营期土地租金 9 年) | 元/kW | 4050.32 |
| 7 | 建设期利息 | 万元 | 581.53 |
| 8 | 流动资金 | 万元 | 360.02 |
| 9 | 销售收入总额 (不含增值税) | 万元 | 116025.14 |
| 10 | 总成本费用 | 万元 | 78972.61 |
| 11 | 销售税金附加总额 | 万元 | 1022.26 |
| 12 | 利润总额 | 万元 | 36030.27 |
| 13 | 经营期平均电价 (不含增值税) | 元/kWh | 0.2496 |
| 14 | 经营期平均电价 (含增值税) | 元/kWh | 0.282 |
| 15 | 项目投资回收期 (所得税前) | 年 | 12.76 |
| 16 | 项目投资回收期 (所得税后) | 年 | 13.60 |
| 17 | 项目投资财务内部收益率 (所得税前) | % | 6.50 |
| 18 | 项目投资财务内部收益率 (所得税后) | % | 5.58 |
| 19 | 项目投资财务净现值 (所得税前) | 万元 | 6590.64 |
| 20 | 项目投资财务净现值 (所得税后) | 万元 | 7080.91 |
| 21 | 资本金财务内部收益率 | % | 9.80 |
| 22 | 资本金财务净现值 | 万元 | 2002.70 |
| 23 | 总投资收益率 (ROI) | % | 3.68 |
| 24 | 投资利税率 | % | 2.99 |
| 25 | 项目资本金净利润率 (ROE) | % | 11.01 |
| 26 | 资产负债率 (最大值) | % | 80.00 |
| 27 | 盈亏平衡点 (生产能力利用率) | % | 68.67 |
| 28 | 盈亏平衡点 (年产量) | MWh | 127705.39 |
| 29 | 度电成本 (LCOE) | 元/kWh | 0.2379 |

14.4.5 敏感性分析

影响光伏发电场项目的不确定因素主要有发电量、投资、利率变化等，根据其可能变化的情况，分析其对项目全部投资税后财务内部收益率及资本金税后财务内部收益率的影响。

| 方案类型 | 变化幅度 | 投资回收期(所得税后)(年) | 项目投资财务内部收益率(所得税前)(%) | 项目投资财务内部收益率(所得税后)(%) | 资本金财务内部收益率(%) | 项目投资财务净现值(所得税后)(万元) | 资本金财务净现值(万元) | 总投资收益率(ROI)(%) | 投资利税率(%) | 项目资本金净利润率(ROE)(%) | 资产负债率(%) |
|--|--------|----------------|----------------------|----------------------|---------------|---------------------|--------------|----------------|----------|-------------------|----------|
| 建设投资变化分析(%) (其中包含建设期土地租金1年和运营期土地租金9年) | -20.00 | 11.07 | 9.16 | 8.00 | 18.22 | 14759.15 | 7908.07 | 5.46 | 4.81 | 17.86 | 80.00 |
| | -15.00 | 11.71 | 8.40 | 7.30 | 15.52 | 12851.52 | 6443.09 | 4.94 | 4.28 | 15.86 | 80.00 |
| | -10.00 | 12.35 | 7.71 | 6.67 | 13.29 | 10934.58 | 4977.79 | 4.47 | 3.80 | 14.08 | 80.00 |
| | -5.00 | 12.98 | 7.08 | 6.10 | 11.41 | 9007.81 | 3501.78 | 4.05 | 3.38 | 12.48 | 80.00 |
| | 0.00 | 13.60 | 6.50 | 5.58 | 9.80 | 7080.91 | 2002.70 | 3.68 | 2.99 | 11.01 | 80.00 |
| | 5.00 | 14.22 | 5.97 | 5.10 | 8.42 | 5150.84 | 504.99 | 3.34 | 2.64 | 9.68 | 80.00 |
| | 10.00 | 14.82 | 5.48 | 4.66 | 7.22 | 3216.88 | -998.24 | 3.03 | 2.32 | 8.47 | 80.00 |
| | 15.00 | 15.42 | 5.03 | 4.25 | 6.17 | 1282.92 | -2508.06 | 2.75 | 2.03 | 7.36 | 80.00 |
| | 20.00 | 16.01 | 4.61 | 3.88 | 5.23 | -653.67 | -4027.08 | 2.49 | 1.76 | 6.34 | 80.00 |
| 上网产量变化分析(%) | -20.00 | 17.65 | 3.54 | 2.91 | 2.92 | -4649.57 | -6239.98 | 1.83 | 1.07 | 3.54 | 80.00 |
| | -15.00 | 16.44 | 4.32 | 3.60 | 4.63 | -1713.79 | -4060.78 | 2.29 | 1.56 | 5.54 | 80.00 |
| | -10.00 | 15.38 | 5.07 | 4.28 | 6.28 | 1219.80 | -2018.03 | 2.75 | 2.04 | 7.38 | 80.00 |
| | -5.00 | 14.44 | 5.80 | 4.94 | 8.00 | 4152.31 | 0.34 | 3.22 | 2.52 | 9.20 | 80.00 |
| | 0.00 | 13.60 | 6.50 | 5.58 | 9.80 | 7080.91 | 2002.70 | 3.68 | 2.99 | 11.01 | 80.00 |
| | 5.00 | 12.85 | 7.19 | 6.21 | 11.70 | 10006.15 | 3999.09 | 4.14 | 3.47 | 12.83 | 80.00 |
| | 10.00 | 12.18 | 7.87 | 6.82 | 13.69 | 12915.77 | 5971.34 | 4.60 | 3.93 | 14.62 | 80.00 |
| | 15.00 | 11.57 | 8.53 | 7.42 | 15.79 | 15811.31 | 7935.76 | 5.06 | 4.40 | 16.41 | 80.00 |
| | 20.00 | 11.01 | 9.18 | 8.02 | 18.00 | 18704.57 | 9898.31 | 5.53 | 4.87 | 18.20 | 80.00 |
| 上网电价 | -20.00 | 17.65 | 3.54 | 2.91 | 2.92 | -4649.57 | -6239.98 | 1.83 | 1.07 | 3.54 | 80.00 |
| | -15.00 | 16.44 | 4.32 | 3.60 | 4.63 | -1713.79 | -4060.78 | 2.29 | 1.56 | 5.54 | 80.00 |

| 方案类型 | 变化幅度 | 投资回收期(所得税后)(年) | 项目投资财务内部收益率(所得税前)(%) | 项目投资财务内部收益率(所得税后)(%) | 资本金财务内部收益率(%) | 项目投资财务净现值(所得税后)(万元) | 资本金财务净现值(万元) | 总投资收益率(ROI)(%) | 投资利税率(%) | 项目资本金净利润率(ROE)(%) | 资产负债率(%) |
|-------------|--------|----------------|----------------------|----------------------|---------------|---------------------|--------------|----------------|----------|-------------------|----------|
| 变化分析(%) | -10.00 | 15.38 | 5.07 | 4.28 | 6.28 | 1219.80 | -2018.03 | 2.75 | 2.04 | 7.38 | 80.00 |
| | -5.00 | 14.44 | 5.80 | 4.94 | 8.00 | 4152.31 | 0.34 | 3.22 | 2.52 | 9.20 | 80.00 |
| | 0.00 | 13.60 | 6.50 | 5.58 | 9.80 | 7080.91 | 2002.70 | 3.68 | 2.99 | 11.01 | 80.00 |
| | 5.00 | 12.85 | 7.19 | 6.21 | 11.70 | 10006.15 | 3999.09 | 4.14 | 3.47 | 12.83 | 80.00 |
| | 10.00 | 12.18 | 7.87 | 6.82 | 13.69 | 12915.77 | 5971.34 | 4.60 | 3.93 | 14.62 | 80.00 |
| | 15.00 | 11.57 | 8.53 | 7.42 | 15.79 | 15811.31 | 7935.76 | 5.06 | 4.40 | 16.41 | 80.00 |
| | 20.00 | 11.01 | 9.18 | 8.02 | 18.00 | 18704.57 | 9898.31 | 5.53 | 4.87 | 18.20 | 80.00 |
| 经营成本变化分析(%) | -20.00 | 12.95 | 7.08 | 6.11 | 11.23 | 9657.32 | 3598.11 | 4.11 | 3.43 | 12.66 | 80.00 |
| | -15.00 | 13.11 | 6.94 | 5.98 | 10.88 | 9021.51 | 3201.88 | 4.00 | 3.32 | 12.25 | 80.00 |
| | -10.00 | 13.27 | 6.79 | 5.85 | 10.52 | 8381.07 | 2802.70 | 3.89 | 3.21 | 11.83 | 80.00 |
| | -5.00 | 13.43 | 6.65 | 5.71 | 10.16 | 7730.99 | 2405.46 | 3.78 | 3.10 | 11.42 | 80.00 |
| | 0.00 | 13.60 | 6.50 | 5.58 | 9.80 | 7080.91 | 2002.70 | 3.68 | 2.99 | 11.01 | 80.00 |
| | 5.00 | 13.78 | 6.36 | 5.44 | 9.44 | 6430.83 | 1601.26 | 3.57 | 2.88 | 10.60 | 80.00 |
| | 10.00 | 13.95 | 6.21 | 5.30 | 9.08 | 5780.75 | 1199.07 | 3.46 | 2.77 | 10.19 | 80.00 |
| | 15.00 | 14.14 | 6.06 | 5.16 | 8.72 | 5130.67 | 796.44 | 3.36 | 2.66 | 9.77 | 80.00 |
| | 20.00 | 14.32 | 5.91 | 5.02 | 8.35 | 4480.59 | 389.88 | 3.25 | 2.56 | 9.36 | 80.00 |
| 贷款利率变化分析(%) | -20.00 | 13.61 | 6.50 | 5.58 | 10.98 | 7069.06 | 3149.17 | 3.70 | 3.17 | 11.75 | 80.00 |
| | -15.00 | 13.61 | 6.50 | 5.58 | 10.67 | 7072.02 | 2861.12 | 3.69 | 3.12 | 11.56 | 80.00 |
| | -10.00 | 13.60 | 6.50 | 5.58 | 10.38 | 7074.98 | 2577.45 | 3.69 | 3.08 | 11.38 | 80.00 |
| | -5.00 | 13.60 | 6.50 | 5.58 | 10.09 | 7077.95 | 2292.21 | 3.68 | 3.04 | 11.20 | 80.00 |
| | 0.00 | 13.60 | 6.50 | 5.58 | 9.80 | 7080.91 | 2002.70 | 3.68 | 2.99 | 11.01 | 80.00 |
| | 5.00 | 13.60 | 6.50 | 5.58 | 9.52 | 7083.87 | 1715.90 | 3.67 | 2.95 | 10.83 | 80.00 |
| | 10.00 | 13.60 | 6.50 | 5.58 | 9.25 | 7086.83 | 1428.40 | 3.67 | 2.90 | 10.64 | 80.00 |
| | 15.00 | 13.60 | 6.50 | 5.58 | 8.99 | 7089.79 | 1139.71 | 3.66 | 2.86 | 10.46 | 80.00 |
| | 20.00 | 13.60 | 6.50 | 5.58 | 8.73 | 7092.75 | 850.36 | 3.66 | 2.81 | 10.27 | 80.00 |

表中可以看出，当变动幅度在±10%，静态总投资、发电量变化对财务内部收益率影响较大。因此，如果业主在项目招投标及建设阶段控制好项目造价，在项目运营阶段加强光伏场的运营管理，提高项目发电量，该项目的收益状况将会进一步提高。

14.5 财务评价结论

财务评价采用动态分析，按现行财务会计制度进行测算。本项目从财务评价的结果来看，项目融资前税前财务内部收益率和资本金税后财务内部收益率均高于行业基准收益率水平，说明该项目盈利能力较好。通过上述分析来看，经济效益指标符合国家有关规定，从技术和经济上看项目是可行的。

14.6 市场交易的风险及控制措施

14.6.1 风险：按照山西省现行电力市场规则，平价新能源项目不参与电力市场交易，但平价项目参与市场交易是未来趋势，如项目最终参与电力现货市场交易，可能有实际结算电价下降的风险。

14.6.2 控制措施：2022 年，集团公司在晋参与现货市场光伏项目综合电价均价为 261 元/千瓦时，2023 年一季度，集团公司在晋参与现货市场光伏项目综合电价均价为 259 元/千瓦时，对比标杆电价降幅约 70 元/千瓦时。项目建成投产后，后续如确定参与电力现货市场交易，山西分公司将联合行业内兄弟单位积极向能源主管部门争取政策支持，落实平价项目参与市场交易不低于 30 元/千瓦时的电价补贴；同时也将积极参与绿电、绿证交易等方式提升电价（2023 年一季度，山西省向北京、天津等地输送绿电 6.93 亿千瓦时，通过绿电市场平价新能源项目平均获得收益 50 元/千瓦时）。确保项目电价水平不大幅下降，保障项目收益。

14.7 风险分析

本工程资本金财务内部收益率为 9.80%，静态总投资、上网电价、发电量的变化对其影响较大，如果三者存在不利变化，可能使项目无法达到预期收益。在之后的阶段要注意政策的影响和造价的控制。

14.8 社会效果分析

14.8.1 节能和减排效益

随着石油和煤炭的大量开发，不可再生能源保有储量越来越少，终有枯竭的一天，因而新能源的开发已经提到了战略高度。《中华人民共和国可再生能源法》已明确提出“国家鼓励和支持风能、太阳能、水能、生物质能和海洋能等非化石能源并网发电”。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。其节能效益主要体现在运行时不需要消耗其它常规能源，环境效益主要体现在不排放任何有害气体和不消耗水资源。

光伏电站的建设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。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。

14.8.2 其他社会效益

(1) 可促进能源电力结构调整

随着社会和经济的飞速发展，火电装机在能源结构占据主要位置，每年耗用大量燃煤，二氧化碳、二氧化硫等排放量造成生态环境的破坏和严重的污染，且火电燃料运输势必增加发电成本。适当发展太阳能发电，将改善能源结构，有利于增加可再生能源比例。

(2) 可促进当地经济的发展

本工程的开发，可促进地区相关产业，如建材、交通、设备制造业的大力发展，对扩大就业和发展第三产业将有一定的促进作用，从而带动和促进地区国民经济的发展和社会进步。

建设光伏电站，将会促进当地相关产业（如建材）的发展，对扩大就业和发展第三产业将起到显著作用，从而带动和促进当地国民经济的全面发展和社会进步。随着太阳能的相继开发，光伏电站将成为当地的又一大产业，为地方开辟新的经济增长点，对拉动地方经济的发展起到积极作用。

本光伏电站的建设是贯彻落实国家的可持续发展战略和大力开发太阳能等可再生资源，对我国太阳能发电工程的发展有积极地推动作用。

综上所述，本项目的开发不仅是当地能源供应的有效补充，而且作为绿色电能，有利于缓解当地电力工业的环境保护压力，促进地区经济的持续发展，对于带动地方经济快速发展将起到积极作用。

本工程具有良好的环境效益和社会效益。工程建成后，与同等发电量的燃煤火电相比，每年可减少一定的有害气体排放，有利于环境保护。同时，本工程的建设对促进当地相关产业发展将起到一定的作用，有利于地区经济的可持续发展。