

# 宁海双盘涂 300MW 滩涂光伏项目 可行性研究报告

东方日升新能源股份有限公司

二〇二二年五月

# 目 录

1	综合说明.....	4
1.1	概述.....	4
1.2	工程任务和规模.....	4
1.3	光伏系统总体方案设计及发电量计算.....	4
1.4	环境保护.....	4
1.5	节能降耗.....	5
1.6	工程设计概算.....	5
2	太阳能资源.....	5
2.1	太阳能资源分析.....	5
3	工程任务和规模.....	6
3.1	工程建设必要性.....	6
4	系统总体方案设计及发电量计算.....	8
4.1	光伏组件选型.....	8
4.2	光伏方阵设计.....	9
4.3	年上网电量计算.....	9
5	电气.....	11
5.1	电气一次.....	11
5.2	电气二次.....	13
6	土建工程.....	15
6.1	光伏场区及升压站总平面布置设计.....	15
6.2	光伏支架及支架基础设计.....	16
7	施工组织设计.....	17
7.1	建设用地方案.....	17
7.2	项目工期.....	17
8	节能降耗分析.....	18
8.1	节能降耗措施.....	18
8.2	节能降耗效益分析.....	19

9	工程投资估算 .....	19
9.1	编制说明 .....	19
10	财务评价与社会效果分析 .....	22
10.1	财务评价 .....	22
10.2	社会效益 .....	24

# 1 综合说明

## 1.1 概述

宁海双盘涂 300MWp 滩涂光伏项目位于浙江省宁波市宁海县双盘涂，主要利用滩涂地开发光伏发电项目。规划总装机容量为 300MWp，总体规划占地面积约 3,710 亩。本工程采用分块发电、集中并网方案，光伏组串拟采用 28 块单晶硅电池一个组串，每个汇流箱接 20 路，逆变升压至 35kV 后接入 220kV 升压站。

## 1.2 工程任务和规模

本工程位于浙江省宁波市宁海县双盘涂，装机规模为 300MWp。根据本项目所在地区经济发展状况及电力等相关产业的发展规划，结合光伏电站的自然条件、资源特征、建设条件等，以及太阳能资源开发建设的要求和投资方的意向，本项目的开发任务以发电为主，并有带动当地相关产业发展等社会效益。

## 1.3 光伏系统总体方案设计及发电量计算

本项目光伏组件方阵的运行方式采用固定式安装，装机容量 300MWp，光伏组件选用 545Wp 单晶硅光伏组件，共计 552,384 块；共配置 72 台 3,125kW 升压逆变一体机。每台配备 14 个 20 进 1 的直流智能汇流箱。

按 25 年运营期考虑，年平均上网电量 33,576.7 万 kWh，年平均等效满负荷利用小时数为 1,115h。

## 1.4 环境保护

太阳能是清洁的可再生能源，开发利用太阳能符合国家产业政策。本光伏电站建设项目不涉及自然保护区、饮用水源保护区等环境敏感区，工程选址基本合理。工程建成后对当地社会经济具有较大的促进作用，经济效益、社会效益和环境效益明显。工程建设对当地水环境、声环境、大气环境、光污染影响、生态环境等影响较小，除工程占地造成土地利用状况不可逆改变外，其他影响均可通过采取相应的环保措施及环境管理措施予以减缓。因此，只要项目在建设中认真落实“三同时”，采取相应的环保对策措施后，从环境保护角度来看，工程建设是可行的。

根据工程建设特性、施工时序、工程布局、水土流失特点，将工程水土流失防治分为 3 个防治分区，即 I 区光伏组件场地防治区、II 区道路防治区、III 区临时堆土场防治区。

水土保持监测的主要内容为主体工程建设进度、扰动土地面积、水土流失灾害隐患、水土流失造成的危害、水土保持工程建设情况、水土流失防治效果，以及水土保持工程设计、水土保持管理等。

## 1.5 节能降耗

光伏的节能效益主要体现在光伏发电场运行时不需要消耗煤、石油和天然气等不可再生能源。本项目建成后，平均每年可向电网提供 33,577 万 kWh 的电量，按火力发电平均标准煤耗 315g/kWh 计算，平均每年可节约标准煤 10.576 万 t。

环境效益主要体现在光伏电场运营时在提供能源的同时，不排放 CO<sub>2</sub>、SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub> 和烟尘等有害物质。SO<sub>2</sub> 和 NO<sub>2</sub> 是形成酸雨的主要成分，不但危害动植物的生长，破坏生态环境，而且还腐蚀建筑物，易引发人类各种疾病的产生；CO<sub>2</sub> 是影响全球气候变暖的主要温室气体。本项目建成后，平均每年可以减少排放 CO<sub>2</sub> 22.16 万 t，SO<sub>2</sub> 402.9t，NO<sub>2</sub> 805.9t。此外，每年还减少相应废水和温水的排放，可见光伏电场的建设有十分显著的环境效益。

## 1.6 工程设计概算

本项目资本金为总投资的 30%，其余资金为商业贷款。投资主要指标如下：

静态总投资 127,184.15 万元 单位千瓦静态投资 4,224.70 元/kWp

动态总投资 129,217.78 万元 单位千瓦动态投资 4,292.25 元/kWp

# 2 太阳能资源

## 2.1 太阳能资源分析

根据 SolarGIS 提供的多年平均逐月再分析数据，项目区域太阳总辐射年总量 4,883.4MJ/m<sup>2</sup>，5 月、7 月至 9 月辐射量较高，其中 7 月辐射量最高，6 月因阴雨天气较多，辐射量低于临近月份，11 月至次年 2 月辐射量最低。SolarGIS 多年逐月平均辐射量统计表见表 2.1-1。

表 2.11-1 SolarGIS 多年逐月平均辐射量

单位：kWh/m<sup>2</sup>

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	累计
总辐射量	73	77	107.8	120.1	139.4	113.1	172.9	165.3	123.2	110.7	78	76.7	1357.3
直接辐射	61.5	52.4	63	62.8	74.6	51.5	122.9	122	82.6	83.4	65.2	74.9	916.6
散射辐射	42.4	46.7	65.1	72.7	81.3	72.6	79.4	75.3	66	60.1	44.5	41.6	747.7

## 3 工程任务和规模

### 3.1 工程建设必要性

#### 3.1.1 建设政策和规划

能源是经济和社会发展的重要物质基础。随着煤炭、石油、天然气等常规化石能源供需矛盾的日益突出和全球生态环境的进一步恶化，加快发展可再生能源，促进能源结构转型，推动人类可持续发展已经成为全球共识。2015 年 12 月 12 日，联合国气候变化大会在巴黎气候达成具有里程碑意义的《巴黎协定》，要求到 2030 年全球碳排放量控制在 400 亿 t，到本世纪下半叶实现全球温室气体的净零排放。《巴黎协定》标志着全球气候新秩序的起点，将极大促进全球可再生能源发展。

我国已成为世界能源生产和消费大国。随着经济和社会的不断发展，我国能源需求还将持续增长。为减少对一次能源的依赖，保护人类的生存环境，2014 年 9 月我国出台了《国家应对气候变化规划（2014-2020 年）》，提出了中国 2020 年前应对气候变化主要目标和重点任务；2015 年 6 月，我国向政府间气候变化专业委员会（IPCC）提交了中国国家自主决定贡献文件，明确了中国二氧化碳排放 2030 年左右达到峰值，并力争尽早达峰等一系列目标，并提出了确保实现目标的政策措施。《国家十三五规划纲要》进一步提出了能源气候方面更高要求的目标指标：单位 GDP 能源消耗年均累计下降 15%，单位 GDP 二氧化碳排放年均累计下降 18%。大力发展风电、太阳能等可再生能源，构建低碳能源体系是实现以上目标的重要途径。

习近平总书记在第七十五届联合国大会一般性辩论上向国际社会作出“碳达峰、碳中和”郑重承诺，在气候雄心峰会上提出了具体目标，党的十九届五中全会、中央经济工作会议作出了相关工作部署。国家电网迅速认真贯彻党中央决策部署，组织开展深入研究，制定“碳达峰、碳中和”国家电网行动方案，明确六个方面 18 项重要举措，积极践行新发展理念，全力服务清洁能源发展，加快推进能源生产和消费革命。

近年来，国家电网认真贯彻“四个革命、一个合作”能源安全新战略，把推进能源转型作为根本任务，全面推动电网向能源互联网升级，有力支撑了绿色低碳发展。截至 2020 年底，公司经营区清洁能源发电装机 7.1 亿千瓦、占比 42%，其中新能源发电装机 4.5 亿千瓦、占比 26%，比 2015 年提高 14 个百分点，国家电网是世界上新能源等清洁能源发电装机接入规模最大、发展速度最快的电网。

在能源生产环节，服务新能源等清洁能源大规模开发利用。近十年，我国风电、太阳能发电等新能源发电装机年均增长 33.6%，发电量年均增长 34.8%，均比全球平均水平高 13 个百分点以上；2020 年，我国煤电装机容量占总装机容量比重为 49.1%，历史性降至 50% 以下。在能源消费环节，促进电能占终端能源消费比重不断提升。2000—2019 年，全球电能占终端能源消费比重从 15.4% 增至 19.6%；中国从 10.9% 增至 26%、提高约 15 个百分点。近年来，公司累计实现替代电量 8677 亿千瓦时，相当于减少散烧煤 4.8 亿吨、减排二氧化碳 8.7 亿吨。

### 3.1.2 地区能源结构优化要求

在全球能源形势紧张、全球气候变暖严重威胁经济发展和人们生活健康的今天，世界各国都在寻求新的能源替代战略，以求得可持续发展和在日后的发展中获取优势地位。环境状况已经警示我国所能拥有的排放空间已经十分有限了，再不加大清洁能源和可再生能源的份额，我国的经济和社会发展就将被迫减速。

浙江电网隶属于华东电网，随着经济的发展，远景需用电负荷、电量将持续增长，发电用煤需求量将更大。另一方面，燃煤电厂在消耗煤炭资源的同时，还产生了大量的  $\text{SO}_2$ 、 $\text{CO}_2$ 、 $\text{CO}$ 、 $\text{NO}_x$ 、烟尘等污染环境和造成温室效应的有害气体，对环境和生态造成不利的影

### 3.1.3 本工程的建设优势和作用

太阳能资源是最具商业化和规模化开发条件的可再生能源之一，国内也已经拥有非常成熟的技术和很大的市场规模。

本工程的优势主要体现在：

- 1) 本工程位于浙江省，地区经济发达，电力消纳能力强；
- 2) 本项目利用滩涂地及周围水域建设光伏电站，增加土地综合效益；
- 3) 光伏电站的建设周期短，投入发电运行快，发挥效益早，运行维护简便；
- 4) 太阳能作为清洁能源，不排放任何有害气体，对环境保护有利；

综上所述，本项目的开发建设能有效的促进地方经济，带动光伏产业链的发展，具有良好的社会效益和经济效益，对于改善当地电网的电源结构，推动当地太阳能发电事业的发展，开发可再生能源有着积极的意义。所以，积极开发宁海双盘涂 300MW 滩涂光伏项目是十分必要的。

## 4 系统总体方案设计 & 发电量计算

### 4.1 光伏组件选型

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

#### 4.1.1 太阳能电池类型选择

商用的太阳能电池主要有以下几种类型：单晶硅太阳能电池、多晶硅太阳能电池、非晶硅太阳能电池、碲化镉电池、铜铟硒电池等。

单晶硅、多晶硅太阳能电池由于制造技术成熟、产品性能稳定、使用寿命长、光电转化效率相对较高的特点，被广泛应用于大型并网光伏电站项目。非晶硅薄膜太阳能电池由于其稳定性较差、光电转化效率相对较低、使用寿命相对较短的原因，其在兆瓦级太阳能光伏电站的应用受到一定的限制，且非晶硅薄膜电池在国内产量很小，目前没有大规模生产。而碲化镉、铜铟硒电池则由于原材料剧毒或原材料稀缺性，其规模化生产受到限制。

光伏电站应选用技术成熟、转化效率较高、已规模化生产的且在国内有工程应用实例的光伏组件作为光电转换的核心器件。因此，本工程选用晶硅类光伏组件。

晶硅类电池又分为单晶硅电池组件和多晶硅电池组件。两种电池组件的电性能、寿命等重要指标相差不大，执行的标准也相同，在工程实际应用过程中，无论单晶硅还是多晶硅电池都可以选用。

经过市场调查，多晶组件比单晶组件价格平均便宜约 0.1 元/W，但单晶硅组件转换效率高，相同装机容量下，能够节约支架、基础、线缆等投资，同时占地面积较小，可以减少每年的租金成本，单位电度投资成本低。因此本项目推荐使用单晶硅光伏组件。

本项目建设地点为滩涂水面及滩涂周边海域地区，湿度非常大。对于传统组件，由于其背板有一定的透水率，一般为  $1\sim 3\text{g}/\text{m}^2/\text{day}$ ，会吸进氧气、水汽，加速材料降解，引起背板老化、开裂，同时会导致组件内部发生电化学腐蚀，增加出现 PID 和黑线的概率。而玻璃不透水，户外长期使用中不会降解，避免了这些问题的发生，并且其具有



优良的抗盐雾、酸碱，沙尘等性能。但另一方面，组件的不透气性导致进入组件的水汽无法排除组件，所以实际上双玻组件是有利有弊。

根据目前的市场调研，单晶双面双玻组件的价格较单晶单面组件的价格稍贵，综合本项目实际情况，为降低度电成本，因此本项目考虑采用单面单晶硅组件，最终的组件选型以招标结果为准。

当单块组件功率较高时，同样装机规模的光伏电站所使用的组件数量较少，从而使得支架、基础、电缆工用量减少，施工进度快；且故障几率减小，接触电阻小，线缆用量少，系统整体损耗也会降低，在静态投资、单位电度投资上也更具优势。

#### 4.1.2 晶硅太阳能电池组件选型

通过市场调查，目前主流厂商生产的单晶硅太阳能组件应用于大型并网光伏发电系统的规格大多数在 400Wp 到 550Wp 之间。

综合考虑组件价格、效率、技术成熟性、市场占有率，以及采购订货时的可选择余地，本工程拟选用单晶硅太阳能电池的标准结构双面玻璃型防 PID 光伏组件，组件规格为 545Wp。

### 4.2 光伏方阵设计

本工程位于浙江省宁波市宁海县双盘涂，装机规模约为 300MWp，拟设计安装 552,384 块 545Wp 单晶硅光伏组件。本次推荐采用分块发电、集中并网方案。电池组件采用 28 块单晶硅电池组件串并联组成 72 个子方阵，每个子方阵还包括逆变设备、升压箱变等设备部分。

光伏电站本阶段拟建设 72 个光伏发电子阵，总装机容量为 300MWp，共配置 72 台 3,125kW 升压逆变一体机。每台配备 14 个 20 进 1 的直流智能汇流箱。容配比 1.338。72 个发电子阵由 72 台 35kV 箱变进行升压，升压至 35kV 后接入 220kV 升压站，最后送出至当地电网。（具体接入方式以系统接入报告为准）

### 4.3 年上网电量计算

#### 4.3.1 计算条件

本光伏直流侧装机容量为 300MWp。本工程采用固定式 20° 倾角时，阵列面上的年总辐射量为 5256MJ/m<sup>2</sup>，比水平辐射量提高约 7.59%。

在未考虑电站设备元器件老化导致的效率衰减情况下，本工程系统总效率为 83.58%。

光伏组件在运行过程中，光电转换效率会受到影响，输出功率有所降低。根据《关于提高主要光伏产品技术指标并加强监管工作的通知》(国能发新能[2017]32号)文件要求，单晶硅组件自项目投产运行之日起，一年内衰减率不高于3%，之后每年衰减率不高于0.7%。本项目所选用组件一年内衰减率为2.0%，之后每年衰减率为0.55%。

#### 4.3.2 计算结果

本工程直流侧装机容量300MWp，运营期首年上网电量为36,001.3万kW·h，首年年等效利用小时数为1,195.9h。运营期25年内的年平均上网电量为33,576.7万kW·h，平均年等效利用小时数为1,115.3h。本工程运营期内逐年上网电量见表4.3-1。

**表 4.3-1 光伏电站 25 年内上网电量**

	发电量(万 kWh)	年利用小时(h)
第 1 年	36,001.3	1,195.9
第 2 年	35,799.3	1,189.2
第 3 年	35,597.2	1,182.4
第 4 年	35,395.2	1,175.7
第 5 年	35,193.1	1,169.0
第 6 年	34,991.1	1,162.3
第 7 年	34,789.0	1,155.6
第 8 年	34,587.0	1,148.9
第 9 年	34,384.9	1,142.2
第 10 年	34,182.9	1,135.5
第 11 年	33,980.8	1,128.7
第 12 年	33,778.8	1,122.0
第 13 年	33,576.7	1,115.3
第 14 年	33,374.7	1,108.6
第 15 年	33,172.6	1,101.9
第 16 年	32,970.6	1,095.2
第 17 年	32,768.5	1,088.5
第 18 年	32,566.5	1,081.8
第 19 年	32,364.4	1,075.1
第 20 年	32,162.4	1,068.3
第 21 年	31,960.3	1,061.6
第 22 年	31,758.3	1,054.9
第 23 年	31,556.2	1,048.2
第 24 年	31,354.2	1,041.5
第 25 年	31,152.1	1,034.8

	发电量(万 kWh)	年利用小时(h)
25 年平均发电量/ 利用小时	33,576.7	1,115.3
25 年总发电量/ 利用小时	839,418	27,883

## 5 电气

### 5.1 电气一次

#### 5.1.1 接入系统

##### 5.1.1.1 电力系统现状

宁波电网是浙江电网的重要组成部分。宁波市位于浙江省东部，长江三角洲南翼，北临杭州湾，西接绍兴，南靠台州，下辖有海曙、江北、鄞州、镇海、北仑、奉化等 6 个区、慈溪、余姚 2 个市、宁海、象山 2 个县和杭州湾新区。

截至 2019 年底，宁波市电源装机总容量为 19,780MW，其中统调电厂装机为 16,278MW，分别为：北仑电厂 5,180MW、宁海电厂(强蛟电厂 2,490MW、胜龙电厂 2,000MW)、乌沙山电厂 2,500MW、镇海电厂煤电 860MW、镇海电厂油改气 344MW、镇海天然气电厂 789MW、华舜天然气电厂 788MW、新泓口天然气电厂 681MW、台塑热电厂 446MW、溪口抽水蓄能 80MW、正态集中式光伏电站 120MW；地方电厂总装机容量为 3,502MW，其中火电 1,600MW、水电 173MW、其他 1,684MW。北仑电厂以 500kV 和 220kV 电压等级上网，经北仑~姚江 2 回、北仑~镇海 2 回 500kV 线路，及北仑~鄞隘 2 回 220kV 线路送出。乌沙山电厂以 2 回 500kV 线路接至宁海变。宁海电厂包括强蛟电厂和胜龙电厂，其中强蛟电厂以 2 回 500kV 线路接至明州变、胜龙电厂以 2 回 500kV 线路接入绍兴 500kV 苍岩变。镇海电厂、镇海天然气电厂、台塑热电厂、华舜余姚燃机电厂和新泓口天然气电厂以 220kV 电压等级上网。

##### 5.1.1.2 接入系统

本工程建设 300MW<sub>p</sub> 光伏项目，在光伏场区附近新建 1 座光伏 220kV 升压站，规划选用 1 台容量为 240MVA，三相分裂绕组油浸式自然油循环强迫风冷、铜绕组低损耗有载调压电力变压器。本期 300MW<sub>p</sub> 光伏发电装置以 35kV 集电线路接至 220kV 升压站 35kV 侧。

## 5.1.2 升压站站址选择

本工程新建一座 220kV 升压站，根据升压站选址原则综合考虑光伏场区布置、场内集电线路（进出线走廊）、对外交通、现场地形地质情况及运行生活环境等多方面因素。

## 5.1.3 光伏电站主接线

### 5.1.3.1 光伏发电系统电气主接线

#### a) 方阵接线

本工程总装机容量 300MWp，采用 545Wp 单晶硅电池组件，考虑到直流侧损耗、当地光照、逆变器、变压器的过载能力。本工程共设 72 个方阵，每个方阵设一座 3,125kVA 逆变升压一体机。

#### b) 集电线路回路数确定

鉴于光伏电站应避免阴影遮挡光伏组件，除了有大距离跨越的情况，场区内的线路拟选用电缆桥架敷设。本工程共 72 个光伏发电子阵，为减少集电线路回路数降低投资，按光伏子阵位置及线路走向划分，将箱变单元组成 12 组联合单元（每组联合单元为 6 个子阵）。在箱变低压侧汇流，然后经箱变升至 35kV，箱变高压侧形成联合单元接线，本期工程共设 12 个联合单元，各联合单元通过 1 回 35kV 电缆送至 220kV 升压站 35kV 配电装置。

### 5.1.3.2 220kV 升压站电气主接线

#### 1) 光伏电站升压方式选择：

本光伏电站并网电压为 220kV，逆变器出口电压就地升至 35kV，再通过主变升至 220kV。

2) 220kV 侧采用单母线接线。35kV 侧采用单母线 2 个单母线接线，包括 12 面光伏进线柜、2 面主变进线柜、2 面 SVG 进线柜、2 面接地变柜、2 面 PT 柜。

3) 本电站在 35kV 母线配置 2 套动态无功补偿装置，动补装置采用 SVG 型直挂式，电抗器安置在户外，旁边放置 SVG 预制舱。每套 SVG 容量暂定为 30MVar，共 2 套。

4) 站用电采用两电源供电，其中 1 路引自本光伏电站 35kV 母线，1 路引自 10kV 外网，正常情况下，站用电由光伏电站 35kV 母线供电，当光伏电站 35kV 母线电源停电时，由 10kV 外网供电，两路电源互为备用。站用变压器与接地变兼用。

5) 根据《电力工程电气设计手册》第二章《电气主接线》：“6~63kV 电网采用中性点不接地方式，但当单相接地故障电流大于 30A（6~10kV 电网），或 10A（20~63kV 电网）时，中性点应经消弧线圈接地或小电阻接地。”

接地变容量为 1,000kVA，带 400kVA 所用变。电阻 10s 通流 250A，阻值 85 欧。最终容量根据施工图的最终阵列布置及电缆长度确定。

## 5.2 电气二次

### 5.2.1 计算机监控系统

#### 5.2.1.1 计算机监控系统任务

计算机监控系统的是根据电力系统的要求和电站的运行方式，完成对站内 35kV/220kV 线路、35kV 开关柜、SVG 装置、控制电源系统、光伏发电设备及逆变器

等电气设备的自动监控和调节，主要包括：

- (1) 准确、及时地对整个电站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。

#### 5.2.1.2 计算机监控系统功能

##### 1.数据采集与处理功能

系统对站内主要设备的运行状态和运行参数进行实时自动采集，包括模拟量、数字量（包括状态量和报警数据等）、脉冲量、通讯数据的采集；对所采集的数据进行分析、处理、计算，形成电站管理所需的数据；对重要数据作为历史数据予以整理、记录、归档。将部分重要数据实时上传至电力系统调度中心。

##### 2.安全监测和人机接口功能

各个间隔层测控单元能实时监测本间隔各设备的运行状态和参数，并能完成越限报警、顺序记录、事故追忆等功能。

在各个间隔层测控装置上所带人机接口设备实现人机对话。

##### 3.控制和调整功能

根据调度运行要求，自动完成对电站内设备的实时控制和调节，主要包括：断路器及有关隔离开关的断合操作、隔离开关操作连锁功能、逆变器有功及无功输出调节、SVG 调节、设备运行管理及指导功能等。

计算机监控系统能根据电站运行管理的要求,对其重要设备和相关部件的运行状态检测数据进行记录和统计分析,为主设备检修和安全运行提供依据和指导。

#### 4.数据通讯功能

通过远动装置实现计算机监控系统与调度的数据交换,实现计算机监控系统与能量计费系统的通讯。

实现监控系统内部电站层与各间隔层测控单元和保护单元之间的数据通讯。

#### 5.系统自诊断功能

计算机监控系统自诊断功能包括硬件自诊断和软件自诊断,在线及离线自诊断。

#### 6.时间同步装置

本工程在光伏电站内配置 1 套全站时间同步装置,不仅可为站内保护、测控等装置对时,还能为远动装置提供精确的授时信号,以保证远动信息向相关调度端传输时在时序上的可靠性。

### 5.2.1.3 计算机监控系统结构与配置

电站计算机监控系统采用开放式、分层全分布系统结构。整个系统分为电站层和间隔层,数据分布管理。电站层采用功能分布结构,间隔层按监控间隔设置现地测控单元。电站层和间隔层之间采用单以太网结构。网络介质选用屏蔽双绞线或光缆。

系统配置包括硬件配置和软件配置

电站层为电站实时监控中,负责整个光伏电站设备的控制。管理和对外系统通讯等。

## 5.2.2 继电保护

### 5.2.2.1 概述

光伏组件所发电能经逆变升压后汇流至 35kV 母线,接入 240MVA 升压变压器,将电压从 35kV 升至 220kV 后以一回 220kV 电缆线路接入电网。

继电保护及安全自动装置设计范围为光伏电站 220kV 线路保护及相关安全自动装置。

### 5.2.2.2 保护装置选型

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

### 5.2.3 交直流一体化电源系统

按照省调要求进行配置。

光伏电站配置 1 套交直流一体化电源系统。交直流一体化电源系统是将交流电源、直流操作电源、电力专用交流不间断电源(UPS)和通信电源等站用电源一体化设计、一体化配置、一体化监控的电源系统，通过一体化监控模块将站用电源各子系统通信网络化，实现站用电源信息共享。交流电源采用逆变电源方式。具备遥控投切功能，能自主改变主电源和备电源，并具有进线开关和馈线开关等的监控功能。直流操作电源规模设置 2 组 220V、300Ah 阀控式密封铅酸蓄电池，配置 2 套高频开关充电装置，充电模块 N+1 配置；通信电源通过 DC/DC 转换装置获得。

220V 直流系统采用单母接线，直流网络采用辐射状供电方式。直流屏上装有直流绝缘监测仪，可对运行中的直流系统绝缘进行实时监测。

本站配置 2 套 10kVA 交流不停电电源（UPS）系统，采用逆变电源方式。电力专用交流不间断电源(UPS)由输入、输出隔离变压器，整流器，逆变器，静态开关，手动维修旁路开关，馈线开关等组成，UPS 为变电站内计算机监控系统、电能计费系统、火灾报警系统、通信设备、微机防误系统和调度数据网等重要设备提供电源。交流电源事故停电时间按 2 小时考虑。正常时由站用交流电供电，当站用交流电失电时，由站内 220V 直流电逆变为交流 220V 输出。UPS 系统不自带蓄电池组，直流电源由站内 220V 直流系统提供，UPS 负荷采用辐射状方式供电。

## 6 土建工程

### 6.1 光伏场区及升压站总平面布置设计

#### 6.1.1 光伏场区

本工光伏场区位于宁海县东南部的沿海地区海域及滩涂区。整个滩涂场地平整，地势平缓，场地周边暂无高大建筑物，场地空旷。

本项目选取约 3,710 亩水面用于新建 300MWp 滩涂光伏电站。项目占地类型为滩涂水域、鱼塘水面未利用地，不占农用地。

拟采用 PHC-400-95-AB 预制管桩，随地面高程升高在不影响结构安全前提下，分区域减小桩长。

## 6.2 光伏支架及支架基础设计

### 6.2.1 光伏组件阵列支架设计

#### a) 支架结构布置

光伏组件采用采用 545Wp 单晶硅高效光伏组件，组件块数 552,384 块，实际安装容量 300MWp，单晶硅光伏组件尺寸 2256mm×1133mm×35mm；单晶硅组件组串布置形式按竖向 2 行 28 列布置；均采用倾角 20° 固定安装在 1 个支架上。光伏场区分成 72 个子方阵，共计 9,864 个 2×28 光伏支架。光伏阵列间平地间距 7.2m，列间距为 0.68m，桩顶高程为 5.5m。

固定支架采用横向檩条，纵向支架布置方案。2×28 光伏阵列一个结构单元内有 9 榀支架，间距为 3.80m，支架由立柱、斜梁及斜撑（或拉梁）组成。在支架的斜梁上，按照光伏组件的安装宽度布置檩条，檩条用于连接光伏组件，承受光伏组件的重量。组件每条长边上有二个点与檩条连接，一块光伏组件共有 4 个点与檩条连接固定。

组件与檩条连接方式有压块连接和螺栓连接，压块连接的组件安装速度快、施工工期短、可克服现场檩条变形等因数。螺栓连接形式施工速度较慢，但螺栓连接较为牢固。结合现场实际情况，项目地多发台风，光伏组件与檩条采用螺栓连接，材质为不锈钢螺栓。

### 6.2.2 光伏支架基础设计

电池组件支架基础上作用的荷载主要是风荷载、支架及电池组件自重。

每个支架单元由 56 块单晶硅组件组成，在风荷载作用下，有可能出现倾覆或拔起等破坏现象，应对基础进行稳定性验算，同时还应对地基进行承载力验算及变形验算。

桩基础稳定验算包含抗水平力及抗拔验算，荷载效应应按正常使用极限状态下荷载效应的标准组合作为基础设计依据，其主要控制参数为：水平力控制桩顶位移 10mm，抗拔力/上拔力 $\geq 1.3$ 。

根据现有的测绘资料：该区域沿滩涂道路顶标高约为 6.0m 左右，因此桩顶标高取 6.0m。

参照国家标准《工业建筑防腐蚀设计标准》（GB/T50046-2018）表 4.9.4，确保混凝土保护层厚度不小于 35mm，抗渗等级 $\geq P12$ ，桩身混凝土防护标准应满足表 4.9.5 要求，桩身混凝土材料可根据防腐蚀要求，采用抗硫酸盐硅酸盐水泥，也可在普通水泥中掺入抗硫酸盐的外加剂、掺入矿物掺和料、钢筋阻锈剂。



### 6.2.3 逆变—升压单元设计

宁海双盘涂 300MWp 滩涂光伏项目逆变升压一体机共 72 个，位于光伏阵列边缘。一体机平台采用钢结构，基础采用高强度预应力混凝土管桩，初步设计为 12m 长直径 400mm 的 PHC-AB 管桩。上部采用钢结构平台，钢结构构件需采用热镀锌处理。一体机的事故油箱体积为 2.2 立方，材质为不锈钢材质。冷却油型号为克拉玛依-25 号油。

## 7 施工组织设计

### 7.1 建设用地方案

光伏电站工程建设用地应本着节约和集中利用土地的原则，尽量使用未利用土地，不占耕地，并尽量避免省级以上政府部门依法批准的需要特殊保护的区。光伏电站工程建设用地按实际占用土地面积计算和征地。

### 7.2 项目工期

本工程主要施工项目工艺流程如下：施工前期准备→场地改造→光伏组件支架基础施工→配电房施工→光伏组件安装→电缆敷设→调试、发电投产→工程竣工。

项目实施初步进度见表 7.2-1。

表 7.2-1 项目实施初步进度表

项目 \ 进度	建设周期 12 个月											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1. 可行性研究及审查	■											
2. 初步设计及施工图设计		■										
3. 主设备招标			■									
4. 其他设备、材料采购				■								
5. 土建				■								
6. 设备安装						■						
7. 调试											■	■

## 8 节能降耗分析

### 8.1 节能降耗措施

#### 8.1.1 设备节能

(1) 合理配置光伏发电系统交、直流电压等级，降低线路铜损。

光伏发电系统采用 1,500V 直流电压、35kV 交流集电线路电压，220kV 并网，并按经济法合理选择电缆线径，可有效降低输电线路电流密度，降低线路铜损。

(2) 逆变器选型时要优先选择高效率、高可靠率的设备。

本项目拟选用不带隔离变压器的高效率的大功率逆变器，逆变器最大效率达到 99% 以上，中国效率达到 98.5% 以上，同时产品性能优秀、技术成熟、可靠率高。

#### 8.1.2 建筑节能

(1) 建筑物满足建筑功能要求下尽可能采用联合布置

本工程建筑物在满足建筑功能要求下，尽量减少建筑面积，减少电气设备间用房，以节约土地资源。

(2) 建筑物结构、布置、暖通与空调等采用节能设计

参照《公共建筑节能设计标准》(GB50368-2005)，根据本工程建筑物的围护结构传热系数、遮阳系数等，进行结构、布置、暖通及空调等方面的节能设计。空调房间的建筑外维护结构，如外墙、屋面采用保温构造，外门窗采用密闭构造的节能门窗，外窗玻璃采用双层中空玻璃，提高建筑物的保温隔热性能。

配电室内考虑采用分体式空调，功能布局上将空调房间集中布置在一起。空调设备选用自动控制，空调管道采取保温处理。针对使用空调的房间，围护结构加强保温隔热措施，一些需要散热的设备房间和使用空调的房间之间的隔墙采取隔热措施，以此来提高通风、空调设备的能效比。在保证相同的室内热环境舒适参数条件下，全年通风、空调和照明的总能耗可减少 50%。

各电气设备间尽量采用通风，减少空调设备使用，通风设备应能够根据室内温度自动启停，以降低用电量。

#### 8.1.3 水资源节约

本工程运行期水消耗较少，主要为冲洗组件用水。我国是一个缺水的国家，在设计中要本着节约用水的原则，使用节水节能型卫生器具。

### 8.1.4 建设管理的节能措施建议

本工程的能源消耗主要为施工期的能源消耗和运行期的能源损耗。从节能的角度看，本工程已经在工程设计中选择符合节能标准的电气设备，同时在工程布置、方案选择中考虑了节能措施，但从光伏电站的运行特点看，节能的主要措施是节能管理措施。

在施工期，应制订能源管理措施和制度、防止能源无谓消耗；应对进场施工人员加强宣传，强化节能意识，注重节约成本；应对施工设备制订和工程施工特点相符合的能耗指标和标准、严格控制能源消耗；应加强对能源储存的安全防护、防止能源损失；应合理安排施工次序，做好施工设备的维护管理和优化调度。

在运行期，应对各耗能设备制定相应的能源消耗管理措施和制度，注重设备保养维修，降低能耗；应对管理人员和操作人员进行节能培训、操作人员要有节能上岗证，应制定用电等燃料使用指标或定额，强化燃料管理；要合理安排运行调度，充分利用太阳能资源条件，力争多发电。

总之，工程运行管理中，要注重总结运行管理经验，加强设备日常维修保养，提高运行人员技术水准，不断优化运行调度管理模式，以达到充分利用太阳能资源的目的。

## 8.2 节能降耗效益分析

光伏的节能效益主要体现在光伏发电场运行时不需要消耗煤、石油和天然气等不可再生能源。本项目建成后，平均每年可向电网提供 33,577 万 kWh 的电量，按火力发电平均标准煤耗 315g/kWh 计算，平均每年可节约标准煤 10.576 万 t。

环境效益主要体现在光伏电场运营时在提供能源的同时，不排放 CO<sub>2</sub>、SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub> 和烟尘等有害物质。SO<sub>2</sub> 和 NO<sub>2</sub> 是形成酸雨的主要成分，不但危害动植物的生长，破坏生态环境，而且还腐蚀建筑物，易引发人类各种疾病的产生；CO<sub>2</sub> 是影响全球气候变暖的主要温室气体。本项目建成后，平均每年可以减少排放 CO<sub>2</sub> 22.16 万 t，SO<sub>2</sub> 402.9t，NO<sub>2</sub> 805.9t。此外，每年还减少相应废水和温水的排放，可见光伏电场的建设有十分显著的环境效益。

## 9 工程投资估算

### 9.1 编制说明

#### 9.1.1 设计概算编制

##### 9.1.1.1 设备及安装工程

设备及安装工程包括发电设备及安装工程、升压站变配电设备及安装工程、控制保护设备及安装工程、其他设备及安装工程 4 项。

(1) 主要机电设备价格：单晶硅光伏组件 545Wp 按 1,008.25 元/块(合 1.85 元/Wp) 计算；钢支架按 8,500 元/t 计算；其他设备价格参考同类工程合同价确定。

(2) 集电电缆线路：

光伏电缆 (H1Z2Z2-K-1×6mm<sup>2</sup>) 单位造价指标为 0.35 万元/km；

1.5kV 直流电缆 (ZRC-YJLV22-2×240 0.8/1.5kV) 单位造价指标为 9.34 万元/km；

35kV 电力电缆 (ZR-YJV22-3×70 26/35kV) 单位造价指标为 29.25 万元/km；

35kV 电力电缆 (ZR-YJV22-3×150 26/35kV) 单位造价指标为 49.21 万元/km；

35kV 电力电缆 (ZR-YJV22-3×185 26/35kV) 单位造价指标为 57.45 万元/km；

35kV 电力电缆 (ZR-YJV22-3×240 26/35kV) 单位造价指标为 70.70 万元/km。

(3) 安装工程费：按设备清单工程量乘以安装工程单价分析计算，安装工程单价按不同设备根据《光伏发电工程概算定额》相关定额子目进行安装单价或安装费率分析计算。

### 9.1.1.2 建筑工程

建筑工程包括发电场工程、升压变电站工程、房屋建筑工程、交通工程、其他工程 5 项。

(1) 发电场工程包括发电设备支架基础工程、箱逆变一体机基础工程、集电线路工程，按设计工程量乘以工程单价分析计算。

(2) 升压站工程包括桩平台工程、主变压器基础工程、配电装置设备基础工程等，按设计工程量乘以工程单价分析计算。

(3) 房屋建筑工程包括房屋建筑工程及室外工程，按设计工程量乘以工程单价分析计算。

(4) 交通工程包括进站道路和站内道路，按设计工程量乘以工程单价分析计算。

(5) 其他建筑工程包括施工供水、施工供电工程、环境保护工程、水土保持工程和劳动安全与工业卫生工程，按设计工程量乘以工程单价分析计算。

### 9.1.1.3 其他费用

1. 项目建设用地费

(1) 永久建设用地 25 亩，按 20.00 万元/亩计算；

(2) 临时用地 3,710 亩，按 0.12 万元/亩计算。

## 2. 建设管理费

(1) 工程前期费：按建筑及安装工程费、设备费合计的 0.50%计算。

(2) 工程建设管理费：按建筑及安装工程费、设备费合计的 0.57%计算。

(3) 工程建设监理费：按建筑及安装工程费、设备费合计的 0.54%计算。

(4) 项目咨询服务费：按建筑及安装工程费、设备费合计的 0.22%计算。

(5) 项目技术经济评审费：按建筑及安装工程费、设备费合计的 0.22%计算。

(6) 工程质量检查检测费：按建筑及安装工程费的 0.20%计算。

(7) 工程定额标准编制费：按建筑及安装工程费的 0.13%计算。

(8) 项目验收费：按建筑及安装工程费、设备费合计的 0.30%计算。

(9) 工程保险费：按建筑及安装工程费、设备费合计的 0.45%计算。

3. 生产准备费：按设备费的 0.28%计算。

4. 勘察设计费参照国家能源局发布的《光伏发电工程勘察设计费计算标准》(NB/T 32030-2016)，暂按 500.00 万元估列。

## 9.1.2 预备费

基本预备费按设备及安装工程投资、建筑工程投资、其他费用三部分费用之和的 2%；价差预备费不计。

表 9.1-1 建设投资概算表

序号	项 目	估算价值	投资比例
		(万元)	
1	电站固定资产投资 (1.1+1.2)	127,184	
1.1	一至三部分合计	124,690.34	100
1.1.1	设备及安装工程	93,377.23	74.89
1.1.2	建筑工程	25,434.31	20.40
1.1.3	其他费用	5,878.80	4.71

1.2	预备费用	2,493.81	
1.2.1	基本预备费	2,494	
1.2.2	价差预备费	0	
2	电站静态总投资(1.1+1.2.1)	127,184	
3	送出工程固定资产投资	0	

## 10 财务评价与社会效果分析

### 10.1 财务评价

按照国家发改委和建设部发布的《建设项目经济评价方法与参数》(第三版)与中国电力建设集团相关标准,根据国家现行财税制度,对本工程项目进行财务效益分析,考察项目的清偿能力、盈利能力等财务状况,以判断其在财务上的可行性。

本项目计算期按照 26 年(含建设期 1 年)进行测算。

#### 10.1.1 项目投资和资金筹措

##### (一) 建设投资

根据投资估算,本项目建设投资为 127,184 万元。

##### (二) 资金筹措

本项目资金来源分两部分:

(1) 本项目资本金为 39,036 万元,其中建设投资 38,765 万元,流动资金为 271 万元。

(2) 拟申请国内贷款及利息共 91,085 万元,其中长期借款 90,452 万元;流动资金贷款 632 万元。长期贷款年利率 4.65%,流动资金贷款年利率为 4.35%。

本项目贷款在工程开工建成后 15 年内偿还,采用等额本金还款方式。

##### (三) 建设期利息

项目建设期利息为建设投资借款在建设期产生的利息。根据投资分年使用计划,按规定的贷款利率以复利计算,经计算整个项目建设期利息为 2,033.63 万元。

##### (四) 流动资金

本项目流动资金按 903 万元计,其中 70%为银行借款,30%为资本金。

## (五) 项目总投资

本项目建设投资为 127,184.2 万元，建设期利息 2,033.6 万元，流动资金 903 万元，项目总投资为 130,121 万元。

### 10.1.2 分析和评价

#### 10.1.2.1 总成本费用计算

本项目发电成本主要包括修理费、职工工资及福利费、材料费、保险费、其它费用、利息支出和折旧费，各项成本计算如下：

① 折旧费=固定资产原值×综合折旧率

综合折旧率取 5%，折旧年限为 19 年，残值取 5%。

② 运维费=维修费+材料费+其他费用

根据项目设备在寿命期可靠性逐渐下降的特点，本报告运维费率分阶段取值，运维费在运营期第 1~3 年取 0.042 元/W，4~8 年取 0.045 元/W，9~14 年取 0.048 元/W，15~25 年取 0.051 元/W。

③ 保险费

保险费=固定资产原值×保险费率，保险费率取 0.25%。

④ 职工工资=编制定员×职工年平均工资×(1+60%)

本工程编制定员按 6 人计，职工年平均工资及福利取 18 万元。

⑤ 利息支出为生产期内建设投资借款的利息。

发电经营成本指不包括折旧费和利息支出的全部费用。

#### 10.1.2.2 发电收入

本项目作为电网内实行独立核算的发电项目进行财务评价。

发电收入=上网电量×上网电价

#### 10.1.2.3 盈利能力分析

项目运营期为 25 年，本项目全部投资的财务内部收益率为 6.77%（税前），财务净现值为 20867 万元（ $I_c=5\%$ ）；全部投资的财务内部收益率为 5.84%（税后），财务净现值为 9235 万元（ $I_c=5\%$ ）；项目资本金财务内部收益率为 7.18%（税后），财务净现值为 827 万元（ $I_c=7\%$ ）。两项指标均同时满足国家能源集团对光伏项目最低财务内部收益率（税前）6%，项目资本金财务内部收益率 6.5% 的要求，投资回收期为 13.18 年，总投资收益率 3.92%，项目资本金净利润率 7.29%。

## 10.2 社会效益

光伏发电属于利用可再生的清洁能源，符合国家产业政策和可持续发展战略，具有较好的经济效益、社会效益和环境效益。根据本项目的工程地质、交通运输等条件，是适宜建设光伏储能电站的。在太阳能资源落实的条件下，结合地貌、地形条件，通过科学、合理所确定的光伏阵列的布置，一定能够产生最大的经济效益。

随着社会的发展，能源需求将不断增长，在我国化石资源已日趋紧缺，能源的过度开发导致的生态环境问题已日益突出。能源供应和环境保护是国民经济可持续发展的基本条件。光伏发电，由于其所特有的可再生性，在产生能源的同时，极少的消耗其它资源和能源，保护了生态环境，改善了电力能源结构，进而促进了国民经济的可持续发展，为创造和谐社会起到了积极的促进作用。

本项目光伏电站的建设，将会极大地带动和促进水面光伏发电事业的发展，为当地光伏发电产业的规模化，打下良好基础。可以预计，随着光伏发电规模的扩大，直接效益体现在：

1. 建设项目的增加，带动当地建筑业、建材业的发展；
2. 光伏组件及周边产品的销售，带动当地光伏企业发展，实现企地共赢；
3. 装机容量的增加，带来发电收入的增加，地方税收增加；
4. 提高了土地的利用率和价值。本电站建设在荒废的滩涂上，既可发电又可种植海产品及养鱼，大大的提高了土地的利用率和价值；
5. 滩涂光伏场区建设完之后景观优美，与周边海景融为一体，可作为工业旅游景点提高当地景观水平。也可作为清洁能源教育科普基地。

间接效益将体现在：

1. 光伏发电的建设，优化了电网电源结构，增加了能源供给，势必建立起良好的经济发展硬环境；
2. 良好的硬环境下，必将促进相关产业的快速发展；
3. 将增加居民就业，就业的增加使居民平均收入水平提高；
4. 当地财税增加，公共设施得以完善，生活福利水平提高；
5. 促进城市化的进程，提高当地居民的物质和精神文明的生活水平。