

# 浅谈川渝地区石油天然气站场光伏发电系统建设方案

房剑波<sup>1</sup>, 林 晨<sup>2</sup>, 李 强<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup>中国石油工程建设有限公司四川科宏公司, 四川 成都

<sup>2</sup>中国石油西南油气田公司物资分公司, 四川 成都

收稿日期: 2023年8月17日; 录用日期: 2023年8月29日; 发布日期: 2023年10月16日

## 摘 要

随着光伏新能源技术的不断发展, 为达到油气和新能源“三分天下”的目标, 逐步实现新能源和油气各占“半壁江山”的局势, 天然气资源量位居全国第一的川渝地区在天然气勘探开发过程中新能源的发展和利用显得尤为重要。针对川渝地区常规气田、页岩气以及致密气的勘探开发特点, 结合区域内天然气生产站场生产运行模式和相关标准化设计理念, 对区域内石油天然气站场光伏发电系统建设方案进行讨论, 提出符合川渝地区天然气生产站场的光伏发电系统建设方案, 指导区域内光伏新能源建设, 提高区域内光伏新能源开发利用率和工程建设效益, 为实现“低碳、智慧化”气田探索发展之路。

## 关键词

川渝地区, 天然气站场, 新能源, 光伏发电系统

# Discussion on the Construction Plan of Photovoltaic Power Generation System for Oil and Gas Stations in Sichuan Chongqing Region

Jianbo Fang<sup>1</sup>, Chen Lin<sup>2</sup>, Qiang Li<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup>Sichuan Kehong Co., China Petroleum Engineering Construction Co., Ltd., Chengdu Sichuan

<sup>2</sup>Materials Branch of Petro China Southwest Oil & Gas Field Co., Chengdu Sichuan

Received: Aug. 17<sup>th</sup>, 2023; accepted: Aug. 29<sup>th</sup>, 2023; published: Oct. 16<sup>th</sup>, 2023

\*通讯作者。

## Abstract

With the continuous development of new photovoltaic energy technology, in order to achieve the goal of “Three-thirds of the world” of oil and gas and new energy, and gradually realize the situation that new energy and oil and gas account for “Half of the country”, the development and utilization of new energy in the exploration and development of natural gas in the Sichuan-Chongqing region, where the natural gas resource is the largest in China, is particularly important. According to the characteristics of exploration and development of conventional gas fields, shale gas and tight gas in the Sichuan-Chongqing region, combined with the operation mode of natural gas production stations in the region and relevant standardized design concepts, this paper discusses the construction scheme of the photovoltaic power generation system in the oil and gas stations in the region, puts forward the construction scheme of the photovoltaic power generation system in line with the natural gas production stations in Sichuan and Chongqing regions, and guides the construction of the new photovoltaic energy in the region, to improve the utilization rate of new photovoltaic energy and the benefit of engineering construction, explore the way of development for realizing “low-carbon and intelligent” gas field.

## Keywords

Sichuan-Chongqing Region, Natural Gas Station, New Energy, Photovoltaic Power Generation System

Copyright © 2023 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

## 1. 引言

中石油集团公司通过加快新能源业务的顶层设计和谋篇布局,确定了“清洁替代、战略接替、绿色转型”三步走的目标路径,对公司新能源发展和“双碳”目标的实现提出了新的要求。[1]天然气资源量位居全国第一的川渝地区在天然气勘探开发过程中新能源的发展和利用显得尤为重要。目前,川渝地区为上产 800 亿目标加速区域内天然气勘探开发,近几年,区域内页岩气、致密气以及常规气田的勘探开发速度越来越快,普遍存在以下几类伴生问题:生产过程二氧化碳排量较大、燃烧排放环节难以控制、产能增加伴随碳排放量增长、节能设备利用率低以及清洁能源利用率低等问题。在川渝地区天然气勘探开发过程中,快速找到适应当前发展形势的新能源发展、建设方向,有助于国内新能源愿景的实现。[2]根据区域内油气井用电负荷低、输出功率波动小等特点,针对川渝地区偏、远、散以及外部供电条件较差的页岩气田和致密气田勘探开发,光伏新能源发电系统方案探索显得尤为重要。[3]

本文将结合新能源板块光伏发电系统的建设理念,结合川渝地区太阳能资源实际情况,分析区域光伏发电系统的适应性,提出适合川渝地区不同天然气生产井站的光伏发电系统建设方案,助力区域内新能源光伏发电系统的建设,加速川渝地区“低碳、智慧”化气田的建设速度。[4]

## 2. 总论

### 2.1. 现状及存在问题

根据现状调研,我国光伏发电系统建设占世界主导地位,相关设备的研究、制造不断快速发展。目

前,川渝地区石油天然气站场光伏发电系统建设仅体现在新修房屋屋顶、部分经过鉴定能承载发电系统重量的已建房屋屋顶以及少量新建站场的部分建构筑物项,区域内光伏发电系统建设仍处于示范、探索的初步阶段,存在“建设区域零散、技术不统一、效益差”等问题,使得区内光伏发电系统建设单位投资水平高、财务净现值低、内部收益率低。[5][6]

## 2.2. 建设背景

根据上述川渝地区石油天然气生产井站建设现状及存在问题,并结合页岩气田、致密气田以及常规气田建设要求,川渝地区现有石油天然气站场建设主要有:井场、丛式井场、集气站、集气脱水站、采出水处理站、采出水回注站、转输水站以及线路阀室等。各类站场集输部分用电负荷等级、负荷大小以及用电情况描述如下表1所示。

**Table 1.** Description of the power load level, load size, and power consumption of the gathering and transmission parts of various stations

**表 1.** 各类站场集输部分的用电负荷等级、负荷大小以及用电情况描述

序号	站场名称	负荷等级	负荷大小	主要用电设备、装置、系统	光伏发电区域
1	井场	三级	约 30 kW	主要含空气系统、加热系统(水套炉)等	常规气田
2	丛式井场	三级	约 30 kW	主要含空气系统、加热系统(水套炉)等	页岩气田、致密气田
3	集气站	二级/三级	约 100 kW	主要含空气系统、消防系统以及排水系统等	常规气田、页岩气田、致密气田
4	集气脱水站	二级	约 160 kW	主要含 TEG 循环泵、TEG 补充泵、空气系统以及排水系统等	常规气田、页岩气田、致密气田
5	采出水处理站	三级	约 125 kW	主要含水处理装置	页岩气田
6	采出水回注站	三级	约 80 kW	主要含回注泵工艺装置	页岩气田
7	转输水站	三级	约 160 kW	主要含转输泵工艺装置、潜水泵工艺装置等	页岩气田
8	线路阀室	三级	约 5 kW	主要含自控、通信、电动阀等	常规气田、页岩气田、致密气田

注:本表仅统计用电负荷低、输出功率波动小的集输用电情况,不含功率波动较大的增压部分用电。

## 2.3. 太阳能资源

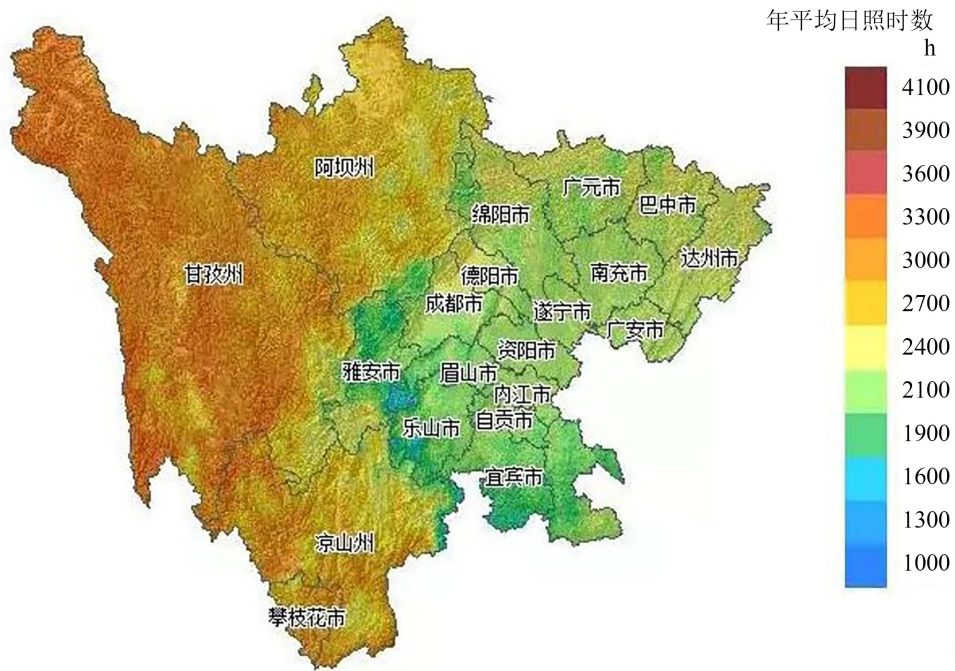
### 1). 川渝地区太阳能资源

四川省年辐射变化范围在 3200~6390 MJ/m<sup>2</sup> 之间,日照时数在 750~2700 h 之间,其中,页岩气和致密气存储量较大的盆西、盆西南及盆东南在 1200 h 以下。四川省年日照时数分布如图 1 所示。

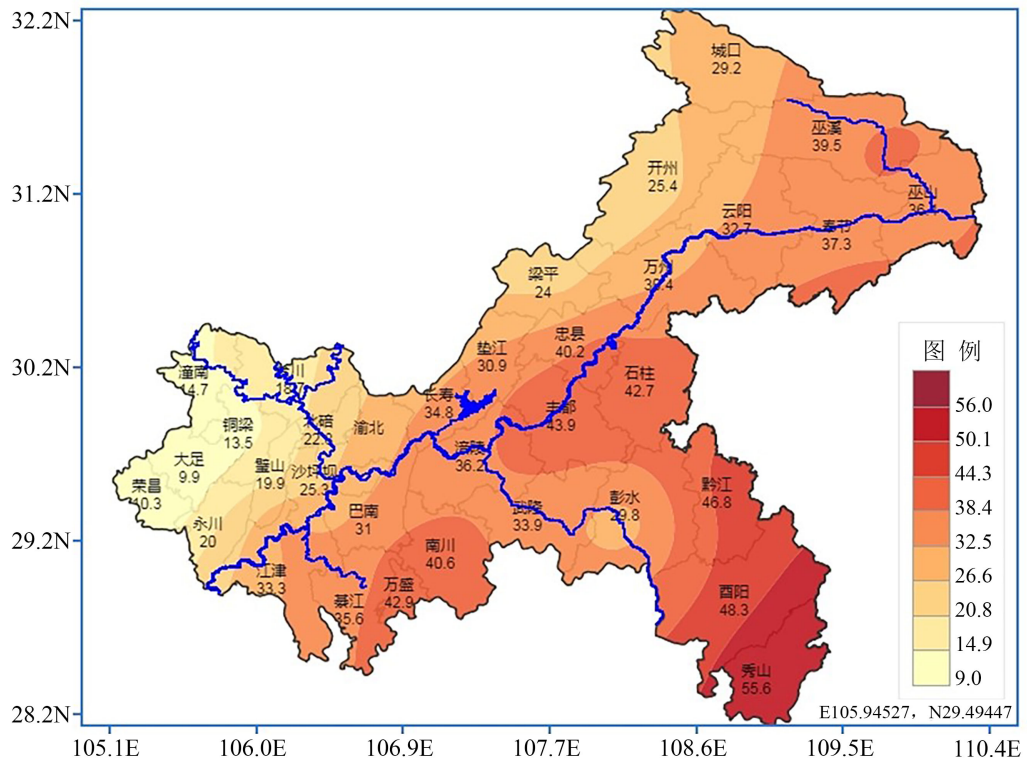
重庆年辐射变化范围在 3200~4200 MJ/m<sup>2</sup> 之间,日照时数在 1000~1600 h 之间,其中,页岩气和常规气存储量较大的重庆西部、东北部在 1200 h 以下。重庆市日照时数分布如图 2 所示。

### 2). 川渝地区太阳能资源结论

结合四川、重庆辐射变化范围和日照时数,根据《太阳能资源评估方法》,大部分川渝地区天然气生产站场所属区域年水平面总辐射量(GHR)等级为 C 级,即:丰富。大部分川渝地区天然气生产站场所属区域太阳能资源稳定度等级为 C 级,即:一般。大部分川渝地区天然气生产站场所属区域太阳能资源直射比(DHRR)等级为 C 级,即:一般,散射辐射较多。



**Figure 1.** Distribution of annual sunshine hours in Sichuan province  
**图 1.** 四川省年日照时数分布图



**Figure 2.** Distribution of annual sunshine hours in Chongqing  
**图 2.** 重庆市年日照时数分布图

### 3). 气象数据库选取

根据已建工程光伏系统建设经验, 现阶段川渝地区气田勘探开发位置暂无太阳能辐射长期观测资料。现阶段可查询的太阳辐射数据有: **Meteonorm** 气象数据库辐射量数据和 **SolarGIS** 气象数据。根据数据来源分析, **Meteonorm** 数据通过地面气象站和卫星数据相校正得出可信度较高, **SolarGIS** 数据通过先进的卫星遥感获得具有较高的精度和可信度。目前区域内光伏电站工程较多采用 **SolarGIS** 数据, **SolarGIS** 在精准度、效率和低不确定性方面提供了新的行业标准, 在中国范围内分辨率可达 250 m。 **SolarGIS** 数据居中, **Meteonorm** 数据较小, 气象站 10 年平均数据较大。同时根据已建光伏电站的建设经验, 基本上选用 **SolarGIS** 数据, 而且与光伏电站的实际运行数据比较吻合, 故本文相关数据取自 **SolarGIS** 数据库。

## 3. 建设方案

### 3.1. 效率分析

影响光伏发电系统总效率的关键因素是系统效率, 系统效率主要因素有: 辐射损失、阵列直流侧损失、交流并网效率损失以及其他损失。根据区域内已建项目运行数据、**PVsyst** 软件测算数据以及经验数据, 本文推荐区域内光伏发电系统总效率的修正系数为 84.64%。光伏发电系统站场各项损失模拟计算结果如表 2 所示。

**Table 2.** Simulation calculation table for various losses of photovoltaic power stations  
**表 2.** 光伏电站各项损失模拟计算表

类型	项目	损失
辐射损失	阵列遮挡阴影遮挡损失	1.20%
	玻璃入射角损失	1.27%
	外界因素固定损失(含灰尘、鸟粪等)	3.00%
阵列直流侧损失	组件弱光损失	0.10%
	组件温度损失	4.12%
	失配损失	1.60%
	直流线损	0.87%
交流并网效率	逆变器效率损失	1.18%
	逆变器过载损失	0.32%
	交流并网损失	0.56%
其他	其他因素	1.14%

### 3.2. 产消方案

结合气象数据选取以及区域内已建光伏发电系统实际水平面年太阳总辐射量, 川渝地区气田勘探开发大部分区域水平面年太阳总辐射量居于 1000~1200 kWh/m<sup>2</sup> 之间。为便于方案讨论, 本文选取水平面年太阳总辐射量为 1100 kWh/m<sup>2</sup>, 作为基础研究数据。

按 **PVsyst** 仿真结果加权平均。

本工程按 25 年运营期考虑, 随运营年限的增加, 由于站内元器件设备老化导致系统效率降低, 损耗加大, 最终致使电站发电量减少。光伏组件在光照及常规大气环境中使用会有衰减, 光伏组件衰减率根

据国能新能[2015] (194 号文), 结合光伏组件厂家提供衰减曲线, 第一年衰减率取 2.5%, 之后每年在前一年的基础上衰减不高于 0.55%。单千瓦 25 年年发电量估算结果如下表 3 所示。

**Table 3.** Estimates of annual power generation per kilowatt 25  
**表 3.** 单千瓦 25 年年发电量估算表

年份	等效利用小时数(h)	装机发电量(MWh)	年衰减率
2023 (第 1 年)	931.03	0.89	2.50%
2024 (第 2 年)	907.75	0.87	0.55%
2025 (第 3 年)	902.76	0.86	0.55%
2026 (第 4 年)	897.80	0.86	0.55%
2027 (第 5 年)	892.86	0.85	0.55%
2028 (第 6 年)	887.95	0.85	0.55%
2029 (第 7 年)	883.06	0.84	0.55%
2030 (第 8 年)	878.21	0.84	0.55%
2031 (第 9 年)	873.38	0.83	0.55%
2032 (第 10 年)	868.57	0.83	0.55%
2033 (第 11 年)	863.80	0.83	0.55%
2034 (第 12 年)	859.05	0.82	0.55%
2035 (第 13 年)	854.32	0.82	0.55%
2036 (第 14 年)	849.62	0.81	0.55%
2037 (第 15 年)	844.95	0.81	0.55%
2038 (第 16 年)	840.30	0.80	0.55%
2039 (第 17 年)	835.68	0.80	0.55%
2040 (第 18 年)	831.08	0.79	0.55%
2041 (第 19 年)	826.51	0.79	0.55%
2042 (第 20 年)	821.97	0.79	0.55%
2043 (第 21 年)	817.45	0.78	0.55%
2044 (第 22 年)	812.95	0.78	0.55%
2045 (第 23 年)	808.48	0.77	0.55%
2046 (第 24 年)	804.03	0.77	0.55%
2047 (第 25 年)	799.61	0.76	—
25 年平均	855.73	0.82	
25 年总发电量		20.45 MWh	

根据单千瓦 25 年发电量计算, 区域内上网价格按照 0.34 元/kWh 计算, 内部购电电价按照 0.7 元/kWh 计算, 并结合区域内平均单千瓦建设成本为 7000 元/kW。计算如下:

若采用就地并网销售, 单千瓦 25 年销售额 = 0.34 元/kWh × 20.45 MWh × 1000 = 6953 元;

若采用发自自用, 不上网, 单千瓦 25 年发电量折算电费 = 0.7 元/kWh × 20.45 MWh × 1000 = 14,315

元。

上述计算均不含逆变器寿命内更换费用、光伏发电系统日常运行、维护成本,根据上述计算结果,区域内若采用发电就地并网销售不经济,因此,本文推荐区域内光伏发电系统建设采用“自发自用,不上网”方式。

### 3.3. 建设方案

根据“表 1 - 各类站场集输部分用电负荷等级、容量大小和主要用电设备、装置、系统描述”,结合《西南油气田分公司站场信息化标准化设计》、《西南油气田站场一体化活动房设计手册》、《西南油气田分公司站场一体化箱式变电站标准化设计》以及《中国石油页岩气地面建设标准化设计》。综合考虑川渝地区气田站场地理位置、外部供电条件,提出适合川渝地区新建石油天然气站场的光伏发电系统建设供电方案,即:“市电 + 光伏发电系统”,区域内整体供电方案采取“以市电为主,光伏发电系统为辅”的供电方案,提高区域内的新能源利用效率。如表 4 所示。

**Table 4.** Power supply and photovoltaic power generation system for oil and natural gas production stations in Sichuan-Chongqing area

**表 4.** 川渝地区石油天然气生产站场市电电源 + 光伏发电系统供电方案

序号	站场名称	站场用电负荷大小	市电电压等级	拟建光伏发电系统位置	备注
1	井场	约 30 kW	0.38 kV	空气系统、预装式变电站、仪控房/棚顶部等	自发自用,不上网
2	丛式井场	约 30 kW	0.38 kV	空气系统、预装式变电站、仪控房/棚顶部等	自发自用,不上网
3	集气站	约 100 kW	10 kV	空气系统、预装式变电站、仪控房/棚顶部等	自发自用,不上网
4	集气脱水站	约 160 kW	10 kV	空气系统、预装式变电站、仪控房/棚顶部等	自发自用,不上网
5	采出水处理站	约 125 kW	10 kV	预装式变电站、水处理橇、仪控房/棚顶部等	自发自用,不上网
6	采出水回注站	约 100 kW	10 kV	预装式变电站、回注泵橇、仪控房/棚顶部等	自发自用,不上网
7	转输水站	约 160 kW	10 kV	预装式变电站、转输泵橇、仪控房/棚顶部等	自发自用,不上网
8	线路阀室	约 5 kW	0.22 kV	仪控房/棚顶部等	自发自用,不上网

### 3.4. 储能技术

**Table 5.** The energy storage type and installation power statistics table of well field, cluster well field and line valve room

**表 5.** 井场、丛式井场以及线路阀室的储能类型、装机功率统计表

序号	站场名称	储能装机	拟建光伏发电系统位置	储能类型
1	井场	约 6.6 kW	预装式变电站、仪控房顶部	室内蓄电池
2	丛式井场	约 6.6 kW	预装式变电站、仪控房顶部	室内蓄电池
3	线路阀室	约 2.75 kW	仪控房顶部	室内蓄电池

根据实际井站的用电量和用电性质,确定是否采用“光储供能”模式(光伏板昼间发电,夜间由储能系统持续对站场设备进行供电)。参照国内老油气田(老君庙油田、胜利油田等)光储系统投运情况,结合川渝地区天然气生产井站用电负荷等级、负荷大小,根据川渝地区日照时段(9:00~18:00),并综合考虑蓄

电池成本、运行维护成本、夜间用电负荷性质及功率大小，本文推荐川渝地区天然气站场用电负荷低于 20 kW 的井站、丛式井站以及线路阀室采用“光储供能”模式，夜间采用储能系统持续为站场用电设备供电，0.38 kV 和 0.22 kV 市电仅作为阴雨天气、发电量不足情况下的补充电源，其余站场不储能。井场、丛式井场以及线路阀室的储能类型、装机功率如下表 5 所示。

## 4. 主要设备选择

### 4.1. 光伏组件选择

目前，常用的光伏电池主要类型有单晶硅、多晶硅、薄膜电池，各类电池的主要性能如表 6 所示。[7]

**Table 6.** Comparative analysis of performance of various batteries

**表 6.** 各类电池性能对比分析

种类	电池类型	商用效率	实验室效率	使用寿命	优点
晶硅电池	单晶硅	16%~22%	26.1%	25 年	效率高 技术成熟
	多晶硅	15.5%~20%	23.30%	25 年	效率较高 技术成熟
薄膜电池	非晶硅	7%~8%	14%	25 年	弱光效应好 成本相对较高
	碲化镉	10%~12%	22.1%	25 年	弱光效应好 成本相对较高
	铜铟镓硒	13%~19%	23.4%	25 年	弱光效应好 成本相对较高

结合国内外光伏发电系统设备调研，非晶硅薄膜光伏组件稳定性较差、光电转化效率相对较低、使用寿命相对较短。晶体硅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。因此，本文推荐在川渝地区光伏发电系统建设过程中推荐选用晶体硅组件。

### 4.2. 逆变器选择

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，逆变器选型对整个发电系统的转换效率和可靠性有决定性因素。目前，常用的逆变器主要有用户型逆变器、集中型逆变器、组串型逆变器。[8]三种逆变器的优缺点对比详情如表 7 所示。

综合考虑以上三类逆变器可靠性、可维护性、技术成熟度以及未来技术发展趋势等因素，结合站场区域的气象条件、地理环境、施工条件以及交通运输等实际因素，针对川渝地区大部分站场光伏发电系统建设容量均在 100 kW 以下，“光储供能”模式下的站场建设规模低至 3 kW。本文推荐在川渝地区天然气生产区域内，“光储供能”模式的井站采用“用户型逆变器”，不储能的井站采用“组串式逆变器”。



**Table 7.** Comparative details of advantages and disadvantages of three inverters**表 7.** 三种逆变器的优缺点对比详情

序号	对比项目	集中式逆变器	组串式逆变器	用户型逆变器
1	集中式大型电站	适用	适用	不适用
2	大型商业屋顶电站	适用	适用	不适用
3	中小型商业屋顶电站	不适用	适用	适用
4	户用屋顶电站	不适用	适用	适用
5	最大功率跟踪对应组件数量	数量较多	可达 20 个组串	最多 2 个组串
6	最大功率跟踪电压范围	窄	宽	宽
7	系统发电效率	一般	高	最高
8	安装占地	需要独立机房	不需要	不需要
9	室外安装	不允许	允许	允许
10	维护性	一般	易维护	较易维护
11	单千瓦逆变器成本	用户型逆变器 > 组串式逆变器 > 集中式逆变器		
12	应用各类逆变器的系统成本	用户型逆变器 > 组串式逆变器/集中式逆变器(两者相近)		

### 4.3. 蓄电池选择

根据现状调研,目前川渝地区石油天然气站场常用的蓄电池主要有铅酸电池和磷酸铁锂电池,其主要性能参数对比如表 8 所示。[9]

**Table 8.** Common battery storage main performance parameters comparison details**表 8.** 常用蓄电池主要性能参数对比详情

序号	对比类别	铅酸电池	磷酸铁锂电池
1	工作电压(V)	2	3.2
2	质量比能量(Wh/Kg)	35	110~130
3	体积比能量(Wh/L)	80	210~240
4	浮充使用寿命	4~6 年	10~15 年
5	工作温度/°C	0~40	-10~60
6	记忆效应	有	无
7	自放电(%/月)	<5	<3
8	环保性能	重金属污染	绿色无污染
9	安全失效模式	起火冒烟	不起火不冒烟
10	放电倍率	0.1~1C	1~8C
11	体积(同等能力)	2V	V

根据上述主要性能参数对比,并考虑到磷酸铁锂电池循环寿命高达 2000 次以上,而现阶段铅酸电池循环寿命只有 400~600 次。在浮充使用寿命上,磷酸铁锂电池具有 15 年以上的寿命,而铅酸电池只有 5 年左右。结合光伏板的使用寿命(约 15 年),本文推荐光伏发电系统“储能”选用磷酸铁锂电池。[10][11][12]

## 5. 关键经济因素

通过光伏发电市场经济调研和光伏发电特性研究,影响光伏发电系统经济效益的关键因素主要有:建设成本和发电效率。

### 5.1. 成本控制

考虑到川渝地区区域内太阳能资源大部分综合评价为“一般”,因此,影响区域内光伏发电系统建设成本主要因素有:设备采购和运行维护。其中,运行维护属于系统运行附属成本,根据其系统大小,从而确定运行维护成本,在项目生命周期内只能根据日常生产运行工作内容来进行控制,本文不作讨论。而在项目建设过程中,决定系统成本、项目投资大小最为关键的因素是设备采购。针对川渝地区天然气生产井站装机功率小、建设地点零散等特点,本文提出“统一规划、统一招标、联合采购”,“化零为整、集中化”的设备采购方式来制工程建设成本,从而降低区域内光伏发电系统建设投资,提高区域内光伏发电系统建设经济效益。[13]

### 5.2. 效率控制

根据表 2 “光伏电站各项损失模拟计算表”,主要影响发电系统总效率的因素有:组件温度、阵列遮挡阴影、外界因素固定损失以及玻璃入射角等。[14] [15]针对川渝地区光伏发电系统建设特点,本文推荐从组件温度、外界因素固定损失以及阵列遮挡阴影三个方面着手提高系统总效率。各方面措施如表 9 所示。

**Table 9.** Measures for improving power generation efficiency

**表 9.** 发电效率提高措施

序号	项目	措施
1	组件温度损失	光伏组件建设地点考虑通风,在保证风荷载安全情况下,重点考虑区域内最大风向
2	阵列遮挡阴影遮挡损失	选择空旷、四周日照时段无遮挡地点建设光伏组件
3	外界因素固定损失 (含灰尘、鸟粪等)	提高定期清扫、冲洗光伏组件等维护工作频率

## 6. 结束语

油气田“绿色、低碳”发展趋势势不可挡,为建设川渝地区“低碳、智慧化”综合性大气田,结合区域内新能源地热、余压、风、光等资源的调查、研究情况,川渝地区因地制宜建设光伏发电系统具有较大优势。结合区域内站场用电特点,综合考虑区域内太阳能资源情况,研究、分析光伏发电建设、光储技术方案,提出了符合川渝地区石油天然气井站地面工程光伏发电系统建设技术方案,并通过技术方案对比,提出了适合区域内光伏发电系统建设光伏组件、逆变器等主要设备的选型,为区域内新能源光伏发电系统建设提供技术支撑。

## 参考文献

- [1] 高小淇. 油气田开发的可再生能源利用模式[J]. 油气田地面工程, 2020, 39(10): 117-120.
- [2] 柴清瑶. 分布式能源电站在大庆油田的应用前景分析[J]. 油气田地面工程, 2021, 40(11): 58-61.
- [3] 孙岩. 区域电网光伏发电对电力系统规划的影响及分析[J]. 油气田地面工程, 2021, 40(5): 67-69.

- 
- [4] 万克栋, 桂文娟. 对油气田新能源工程技术发展的思考[J]. 油气田地面工程, 2023, 42(4): 1-7.
- [5] 孙士昌, 岳小文, 杜国敏, 等. 能源转型发展历程与趋势[J]. 石油规划设计, 2020, 31(4): 5-9.
- [6] 王怀孝, 刘飞军. 未来油气田节能技术趋向环保[J]. 石油石化物资采购, 2009(1): 90-91.
- [7] 林震, 田浩, 周晓蓉, 周斌. 储能系统锂离子电池火灾抑制技术分析和研究[J]. 消防科学与技术, 2021, 40(12): 1793-1796.
- [8] 赵北涛, 郭洪昌. 国内外电化学储能电站安全分析及展望[J]. 农村电气化, 2022, 34(1): 69-71.
- [9] 李建林, 谭宇良, 周喜超, 等. 国内外电化学储能产业消防安全标准对比分析[J]. 电力安全技术, 2019, 21(12): 26-30.
- [10] 兰梦心, 许彦斌, 曹雨微, 宋美琴, 曾鸣, 郭晓鹏, 孙辰军. 面向新能源消纳的数据中台建设研究[J]. 现代电子技术, 2021, 44(19): 136-139.
- [11] 杨毅, 刘洁, 于建成, 张磐, 王旭东, 肖峻. 分布式储能优化配置影响因素的评价方法研究[J]. 现代电子技术, 2015, 38(2): 152-157.
- [12] 方治, 宋绍剑, 林子彰, 林小峰, 程港. 含光伏电站和蓄电池储能系统的主动配电系统状态估计[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(13): 71-79.
- [13] 陈晓平, 李斌, 刘凯频, 张建斌, 王珊珊. 油气田企业布局光伏发电经济性分析[J]. 油气与新能源, 2021, 33(2): 102-108.
- [14] 王伟娜. 风险矩阵在光伏电站风险评估中的应用[J]. 安全, 2016, 37(5): 7-10.
- [15] 栾和新. 中国大型石油企业光伏发电发展路径建议[J]. 国际石油经济, 2020, 28(5): 15-19.