

# 新能源大基地项目光热电站储热系统设计研究

薛维维

上海蓝色帛缔智能工程有限公司

DOI:10.32629/hwr.v9i12.6709

**[摘要]** 本文以西北某1000MW新能源大基地(900MW光伏+100MW光热)为例,研究其光热电站熔盐储热系统设计。基于当地资源与并网要求,系统选用双罐太阳盐储热方案,配置19000吨太阳盐,储热8小时。通过耦合65MW蓄能电加热器,可有效消纳光伏弃电,降低度电成本。本文成果可为类似项目储热系统设计提供参考。

**[关键词]** 光热电站; 熔盐储热; 系统设计; 新能源大基地; 光伏弃电

**中图分类号:** S718.51+2.2 **文献标识码:** A

## Research on the Design of Thermal Storage System for Solar Thermal Power Station in New Energy Base Project

Weiwei Xue

Shanghai Blue Bodi Intelligent Engineering Co., Ltd

**[Abstract]** This article takes a 1000MW new energy base in northwest China (900MW photovoltaic+100MW solar thermal) as an example to study the design of its solar thermal power plant molten salt thermal storage system. Based on local resources and grid connection requirements, the system adopts a dual tank solar salt heat storage solution, equipped with 19000 tons of solar salt for 8 hours of heat storage. By coupling a 65MW energy storage electric heater, it is possible to effectively absorb photovoltaic waste electricity and reduce the cost per kilowatt hour. The results of this article can provide reference for the design of thermal storage systems in similar projects.

**[Key words]** solar thermal power station; Molten salt thermal storage; System design; New energy base; Photovoltaic power abandonment

### 引言

在“双碳”目标驱动下,光伏等间歇性电源的规模化发展对电网调节能力提出了更高要求。光热发电凭借其大规模储热与出力可调的特点,成为支撑新能源消纳的关键路径。“光伏+光热”一体化模式可有效平抑波动、消纳弃电。

然而,作为光热电站核心,储热系统在西北高海拔、恶劣气候条件下的设计仍面临可靠性与经济性挑战。

本文以西北某1000MW(900MW光伏+100MW光热)大基地项目为例,研究其熔盐储热系统的设计原则、容量配置与设备选型,旨在形成兼顾技术经济性的标准化设计路径。

### 1 项目概况与设计条件

该新能源大基地项目总额定容量1000MW,规划建设900MW光伏与100MW光热电站,项目发电通过35kV集电线路接入新建的220kV汇集站低压侧。

光资源DNI(法向直接辐射)是光热电站重要的气象资料,应依据GB/T 45427《光热电站太阳能资源评估规范》进行评

估。本工程典型年法向直接辐射量(DNI)达1933.6kWh/m<sup>2</sup>,法向直接辐射稳定度Rwd=0.696,属于“一类资源区”,且稳定度为“稳定”。

环境与气象条件显著影响储热系统的设计与运行,主要条件如下:

气候:典型大陆性干旱气候,冬季极端低温-36.4℃;夏季极端高温34.6℃;年平均风速2.4m/s,极大风速达29.5m/s。这要求储热系统必须具备强大的防冻、保温能力。

地震:抗震设防烈度为7度,设计基本地震加速度0.15g。储热罐等大型设备的基础与结构设计必须满足抗震要求。

高海拔:海拔约3200m,空气稀薄,在设备选型时需考虑冷却及效率的相应修正。

根据当地电网调度及备案文件要求,光热电站需具备至少8小时储热能力,年利用小时数不低于1720h,并承担部分光伏弃电的消纳任务。

### 2 储热系统设计原则

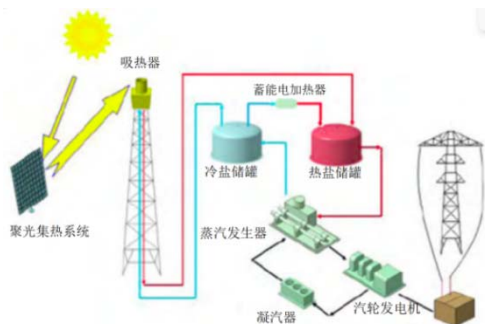


图1 塔式熔盐光热电站配置蓄能电加热器主系统图

储热系统遵循技术成熟、经济合理、运行可靠的设计原则,设计应满足GB/T 51307《塔式太阳能光热发电站设计标准》、DL/T 5622《太阳能热发电厂储热系统设计规范》、GB 50341《立式圆筒形钢制焊接油罐设计规范》及API650等规范的相应要求。

储热介质选用太阳盐,储热罐选用双罐(冷罐+热罐)熔盐系统,储热时长满足项目备案 $\geq 8\text{h}$ 的要求。

### 3 储热系统核心设计解析

3.1 储热介质选择及性质。当前熔盐塔式光热电站储热介质均选用太阳盐(60%NaNO<sub>3</sub>+40%KNO<sub>3</sub>),本项目太阳盐符合GB/T 36376-2018《太阳能熔盐(硝基型)》一等品标准。该熔盐经数十年的商业化应用,是成熟、稳定、经济、可靠的产品。

太阳盐初始结晶温度约238℃,可在260-620℃下稳定工作。太阳盐的熔化热约161kJ/kg,熔化后体积增加4.6%。260-600℃太阳盐的物性参数以温度 $t$ (℃)为函数如下<sup>[1]</sup>:

$$\text{密度: } \rho \text{ (kg/m}^3\text{)} = 2090 - 0.636 \times t$$

$$\text{比热: } C_p \text{ (J/kg}^\circ\text{C)} = 1443 + 0.172 \times t$$

$$\text{粘度: } \eta \text{ (mPas)} = 22.714 - 0.12 \times t + 2.281 \times 10^{-4} \times t^2 - 1.474 \times 10^{-7} \times t^3$$

$$\text{导热系数: } \lambda \text{ (W/m}^\circ\text{C)} = 0.443 + 1.9 \times 10^{-4} \times t$$

3.2 储热容量及熔盐总量计算。根据能量平衡,总储热容量(QTES)计算公式为:

$$QTES = \frac{P_{el} \times t_{TES}}{\eta_{tur} \times \eta_{SGS} \times \eta_{pipe} \times \eta_{TES}}$$

其中, $P_{el}=100\text{MW}$ (光热电站发电功率), $t_{TES}=8\text{h}$ (储热时长), $\eta_{tur} \approx 45.34\%$ (汽轮机循环热效率), $\eta_{SGS} \approx 99\%$ (蒸汽发生系统效率), $\eta_{pipe} \approx 99\%$ (管道效率), $\eta_{TES} \approx 99\%$ (储热系统效率)。计算得总储热容量约为1832MWh。

所需熔盐理论质量由储放热温差( $\Delta T=565-290=275^\circ\text{C}$ )和熔盐比热容( $C_p$ )积分求得,约为15816吨。然而,实际配置需增加以下容量:

设备与管道存盐:吸热器、SGS换热器及连接管道内的熔盐容积。

储罐死区:为保证熔盐泵正常运行所需的最低进液高度(约0.9-1.0m)以下的熔盐。

经综合计算,本项目熔盐总量约为19000吨。

3.3 储热系统主设备选型与配置。储热系统主要由熔盐储

罐、熔盐泵、防凝伴热系统、化盐及储罐预热系统等组成。

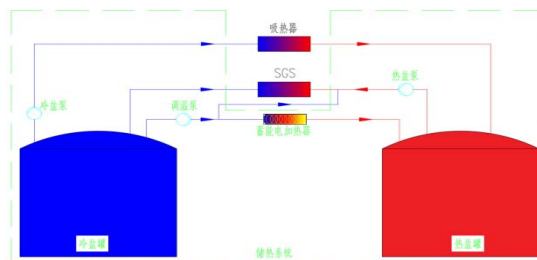


图2 储热系统图

3.3.1 熔盐储罐。设置1个热盐罐和1个冷盐罐。

设计参数:

热盐罐:工作温度565℃(等于吸热器出口熔盐温度),设计温度575℃( $<$ 吸热器出口熔盐最高温度),材质选用A240 347H(奥氏体不锈钢)。

冷盐罐:工作温度290℃(等于SGS出口熔盐温度),设计温度380℃(考虑可能接收的吸热器启动回盐及SGS出口熔盐温度波动),材质选用A516 GR70N(碳钢)。

冷、热盐罐均按常压容器设计,满足API650及GB50341标准。

规格尺寸:熔盐罐高度=熔盐泵最低进液高度+有效储盐高度+晃动波高。

其中熔盐泵最低进液高度约0.9-1.0m,地震/风载引起的晃动波高按GB50761和GB 50341计算为1.78m,有效储盐高度根据熔盐量和罐体直径计算。熔盐罐高度还需考虑立式熔盐泵产品的长度限制,熔盐罐直径应尽可能小以减少储罐死区存盐。

经优化,本工程选取冷罐直径31.2m、热罐直径32.5m,高度均为14m。

基础与保温:采用带环形墙的耐热混凝土基础,基础内设陶粒隔热层和通风管网(间距约0.9m),强制通风以确保基础混凝土温度低于80℃,防止热损伤。罐壁、罐顶采用硅酸铝纤维毡等高效保温材料,外覆镀锌钢板保护层,将罐体散热损失控制在每天不超过1℃,满足储热系统效率 $< 99\%$ 的要求。

防泄漏措施:按规范要求,储罐区设置封闭式防护墙或围堰,罐底还设置热电偶温度监测网格,用于检测早期泄漏。

3.3.2 熔盐泵。冷盐泵:用于将冷罐的熔盐泵送至吸热器。流量按吸热器最大设计热负荷对应熔盐流量设计。扬程需克服从冷罐最低液位到吸热器入口的静压差、管道设备阻力(含10%裕量)及吸热器本体阻力。本工程配置3台(2用1备)冷盐泵,单台流量约785m<sup>3</sup>/h,扬程约385m。

热盐泵:用于将热罐的熔盐泵送至SGS。流量按SGS最大设计热负荷所需熔盐流量确定,并按最长连续停机时长对应的热盐温度来校核出力。本工程配置3台(2用1备)热盐泵,单台流量约655m<sup>3</sup>/h,扬程约70m。

调温泵:主要有以下功能:(a)SGS冷态启动时提供低温熔盐进行混温预热;(b)汽轮机低负荷运行时,向SGS注入低温熔盐以防止SGS的盐侧超温;(c)汽轮机短期停运时,维持小流量循环

供应辅汽；(d)对于新能源大基地项目，调温泵还用作蓄能电加热器的熔盐供给泵。调温泵最低稳定负荷的扬程应比热盐泵最低稳定负荷的扬程高3-5m，以免热盐倒灌。本工程配置3台(2用1备)调温泵，单台流量约210m<sup>3</sup>/h，扬程约80m。

熔盐泵选型时需注意：熔盐泵的扬程应考虑启动及运行过程中的熔盐罐液位；熔盐泵扬程单位为m，阻力换算为m时应除以最不利工况的熔盐密度；熔盐泵的运行数量应匹配吸热器/SGS的最小稳定流量。熔盐泵基础平台易振动，设计院应将泵出口管道布置、泵接口力和力矩、平台的刚度矩阵等计算结果反馈给泵厂家确认。

当前主熔盐泵采用立式长轴液下泵，主要受限于熔盐储罐的制造，但国内已有新投运的项目在储罐罐壁开孔从而采用低位罐短轴泵<sup>[2]</sup>，可降低10%的储热系统综合成本，建议关注后续应用成果。

3.3.3防凝伴热系统。由于熔盐凝固点较高(~240℃)，全面的防凝措施至关重要。

储罐加热：在长期停机时维持罐内盐温高于凝点，一般在储罐内设浸没式电加热器，但本项目已设有大功率的蓄能电加热器，可取消罐内电加热器节约投资。

管道伴热：所有熔盐管道、阀门及仪表均采用MI电缆伴热，并覆保温材料。伴热系统一般按24h内将熔盐管道、仪表等从环境温度预热至凝结温度以上(一般选280-290℃)选型，且按管内介质工作温度下的热损补偿能力进行校核，管道伴热电缆至少配置100%冗余，对于阀门、仪表等一般配置200%冗余。

3.3.4化盐系统与储罐预热。化盐系统：储热介质一般以固体形式运输。电站运行前，需将固体盐熔化。

熔盐熔化过程中硝酸镁等杂质会热分解产生气泡，进入吸热器前应进行高温静置，否则容易导致吸热器局部超温。

储罐预热：液体熔盐初始注入熔盐罐前，必须对罐体进行预热，一方面防止熔盐进入储罐中凝固，另一方面减少罐体的热冲击。

化盐和储罐预热可用天然气炉或电热炉，也可利用吸热器的热量辅助化盐。设计时应注意结合当地燃料及供电情况选择合适的设施，并预留接口条件。天然气用量应注意气象条件的影响。

3.4储热系统管道设计。熔盐管道应注意选取合适设计温度，一般选用20#(设计温度<425℃)和347H(设计温度≥425℃)。室外管道的支吊架材质应选用耐低温材质。

对调温泵出口管道，在泵止回阀后管道与热盐泵出口管道直连，管道设计温度应和热盐泵一致。对于三通、接管座等，壁厚计算应按母管/支管的最不利工况选取，且材质宜与母管一致，以便工厂化预制，减少现场异种钢焊接的工作量和难度。对于大小头，一般选用平底异径管，防止管道疏盐不畅。对于熔盐阀门，应选取阀内无死角的熔盐专用阀，避免熔盐在阀体内凝结损坏阀门。

3.5储热系统布置。储热系统与蒸汽发生系统统一布置，两储罐间距依据蒸汽发生系统布置确定。冷盐泵、调温泵、热盐泵采用立式长轴液下泵，安装在盐罐顶部。盐泵基础设置在蒸汽发生系统的悬挑平台上，平台设计应满足泵的防振要求。蓄能电

加热器布置于蒸汽发生系统平台内。熔盐泵与熔盐罐罐壁及内部分配管、泵体之间应保持适当间距(具体与泵厂家确定)，熔盐泵与熔盐储罐顶部开孔之间应设置膨胀节以吸收储罐的热位移。

所有熔盐管道设计坡度应不小于0.01，并设计高位点排气和低位点疏盐措施。与熔盐罐连接的管道在罐入口应设置膨胀节以吸收储罐热位移，在靠近罐接口宜设置水平支吊架以防止热膨胀导致的失稳，且与罐内管道应力计算联算并返给熔盐罐厂家确认。

按规范要求，储罐设置在一个封闭的防护堤或围堰内，用以容纳可能泄漏的熔盐。

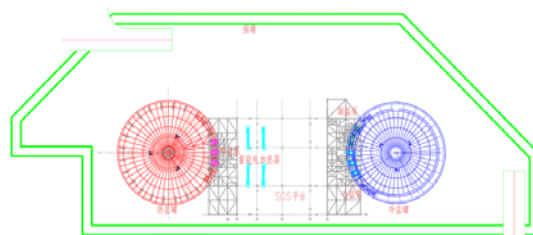


图3 储热系统布置图

### 4 蓄能电加热器选型

4.1光伏弃电设计输入。采用美国NREL开发的SAM(System Advisor Model)软件进行电站系统性能仿真<sup>[3]</sup>。

依据GB/T 37526选取当地典型年GHI数据，利用SAM中“PV watts”模块计算光伏逐时发电量。

本项目光伏在不发生弃电情况下，年发电量达16.9018亿kWh，最大并网功率900MW。

根据当地电力公司电价公告，结合全国新能源消纳监测预警中心发布的2024年新能源并网消纳情况，光伏弃电集中在每天10-16点，弃电率约9.55%。据此计算光伏逐时弃电量。

4.2蓄能电加热器功率比选。蓄能电加热器的功率计算流程如下。

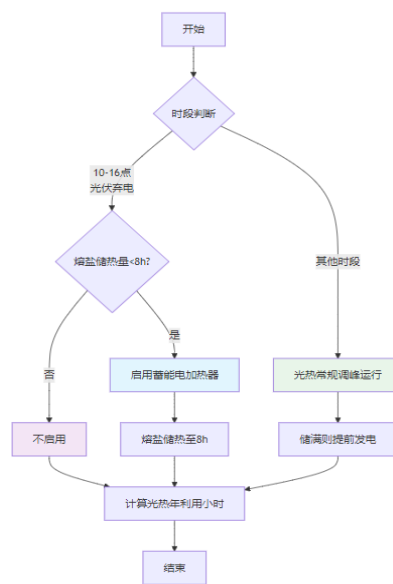


图4 蓄能电加热器选型计算流程图

[4]的比选方法,按照镜场综合投资单价850元/m<sup>2</sup>、熔盐电加热器综合单价30万元/MW,测算不同镜场面积+熔盐电加热器方案的投资对比。

表1 蓄能电加热器选型输入参数

光伏年发电量(弃电前)	16.9018亿kWh	光伏年弃电量	1.6142亿kWh
蓄能电加热器效率	95%	热电转换综合效率	41%

镜场+蓄能电加热成本及LCOE与SM对应曲线

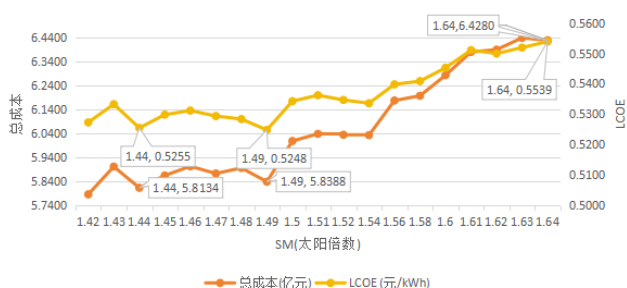


图5 镜场+蓄能电加热器选型计算曲线1

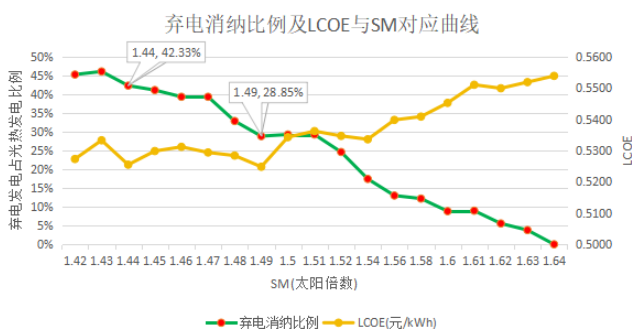


图6 镜场+蓄能电加热器选型计算曲线2

随SM(太阳倍数,吸热器输出热功率与透平机组额定热功率之比,反映聚光集热系统容量与发电系统容量之间的差别)增加(即镜场面积增加),LCOE呈阶段上升趋势,并在SM=1.44和1.49时有着阶段最低LCOE(平准化度电成本,定义为项目生命周期内成本现值与发电量现值的比值)。考虑总成本以及弃电消纳比例因素,选取1.44为最优配置。

优化后光热电站集热系统主要配置如下表。

表2 满足备案最低要求的100MW光热电站优选主要配置

镜场反射面积	66.0988万m <sup>2</sup>	蓄能电加热器功率	65 MW
光热电站利用小时	1727.4 h	聚光集热系统+蓄能电加热器总成本	5.8134 亿元
最大连续发电小时	18 h	定日镜数量	22033

配置电加热器后,春日光伏出力曲线显示弃电显著减少,验证了系统消纳弃电的有效性。

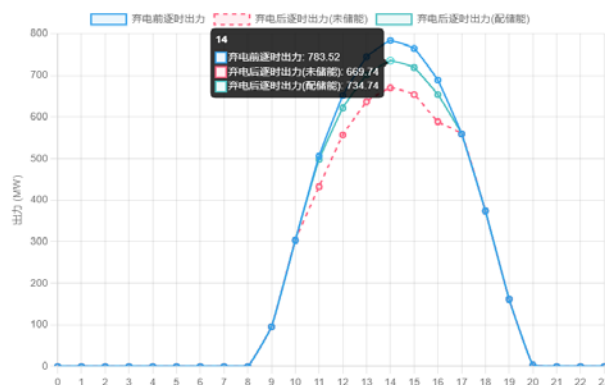


图7 配置蓄能电加热器前后春日光伏典型出力

### 5 总结

针对西北高海拔、强风低温及高抗震设防要求的特殊环境,本文系统研究了“光伏+光热”大基地项目中熔盐储热系统的设计方法。主要结论包括:

- (1)在太阳能资源丰富、气候条件恶劣、抗震设防要求高的环境下,储热系统需重点关注保温防冻、抗震及高海拔适应性。
- (2)采用双罐熔盐储热系统,配置约19000吨太阳盐,可满足100MW光热机组≥8小时的储热需求,储热效率不低于99%。
- (3)通过优化镜场规模(SM=1.44)与配置65MW蓄能电加热器,可有效消纳光伏弃电,提升系统整体经济性。

储热系统的标准化设计与关键设备选型对提升电站可靠性与降低运维成本具有重要意义。本文成果可为同类项目的储热系统规划与建设提供参考。

### 【参考文献】

[1]王金梁,吴华栋.太阳盐的热力学性质及其在光热发电中的应用[J].发电设备,2021,35(5):34-39.  
 [2]叶伟.我国光热发电加速商业化需降本增效[N].中国高新技术产业导报,2025-08-25(020).  
 [3]周崢.玉门地区太阳能储能技术路线对比及选择[J].信息与电脑,2021(14):36-40.  
 [4]李富春,刘成.含电加热装置的光热电站储热时长优化研究[C].中国水力发电工程学会继电保护专委会2019年年会暨继电保护专业精益化管理研讨会.邯郸,2019.

### 作者简介:

薛维维(1989--),男,汉族,江苏如东人,本科,工程师,研究方向:发电和储能系统。