

DOI:10.3969/j.issn.1674-1951.2021.05.011

# 100 MW 塔式光热电站吸热器中心高度优化研究

Optimal center height of the receiver in a 100 MW solar power tower plant

高嵩<sup>1,2</sup>,任博涵<sup>3</sup>,许继刚<sup>1,2</sup>,徐志强<sup>1,2</sup>,李鸿飞<sup>1,2</sup>

GAO Song<sup>1,2</sup>,REN Bohan<sup>3</sup>,XU Jigang<sup>1,2</sup>,XU Zhiqiang<sup>1,2</sup>,LI Hongfei<sup>1,2</sup>

(1.中国能源建设集团有限公司,北京 100020;2.中国能源建设集团有限公司工程研究院,北京 100020;  
3.中国华电科工集团有限公司,北京 100070)

(1.China Energy Engineering Group Company Limited, Beijing 100020, China; 2.Engineering Research Institute of China Energy Engineering Group Company Limited, Beijing 100020, China; 3.China Huadian Engineering Corporation Limited, Beijing 100070, China)

**摘要:**为降低塔式光热电站的成本电价,需要合理设计吸热器中心高度以优化电站效率。对某 100 MW 塔式太阳能光热发电站吸热器中心高度的优化方法和思路进行了研究。通过建模,模拟了不同吸热器中心高度与定日镜数量的关系及对电站发电量的影响,通过成本电价寻优的方式确定吸热器中心高度。分析结果发现,不同高度的吸热器中心高度的增加,成本电价存在最低值。基于一定规模的储热容量,该热发电站吸热塔高设计为 220 m 时,成本电价最低。通过优化热发电站吸热塔高度,可降低项目投资成本、提高项目经济性。

**关键词:**塔式光热电站;吸热器;定日镜;集热场;成本电价;储热

中图分类号:TK 51:TM 615

文献标志码:A

文章编号:1674-1951(2021)05-0070-05

**Abstract:** In order to reduce the power generation cost of solar power tower plants, center heights of the receivers should be optimized for stations' efficiency improvement. The optimization method for the receiver's central height in a 100 MW solar power tower plant was investigated. The influences of the receiver's height on the quantity of heliostats and the power plant output were simulated after model construction. The height of the receiver was obtained by the minimum power generation cost method. The results show that, with the increase of the receiver's height, power generation cost will touch bottom. With a certain heat storage capacity, the power generation cost can bottom out with a receiver tower height at 220 m. By the means of optimizing receiver towers height, the investment cost can be reduced and the economy can be improved.

**Keywords:** solar power tower plant; receiver; heliostat; solar collection field; power generation cost; heat storage

## 0 引言

2016年,我国首批太阳能光热发电示范项目正式启动,光热发电通过4种主要发电模式进入我国电力市场<sup>[1]</sup>。截至目前,首批20个光热示范项目已有8座并网发电,包括5座塔式电站、2座槽式电站、1座线性菲涅耳式光热电站,此外,还有2座塔式光热电站已开工建设。塔式光热发电是目前主流的太阳能光热发电技术路线。

集热系统是塔式太阳能光热发电有别于其他光热发电技术路线的重要子系统,吸热器中心高度的优化设计是塔式光热电站镜场设计中最重要的环节之一。集热场由定日镜场和吸热塔组成<sup>[2]</sup>。定

日镜场是由多台定日镜组成,可将太阳的辐射能聚焦至吸热塔顶部的吸热器。吸热工质流经吸热器内部腔体,通过辐射吸热、对流换热等方式实现光能向热能的转化,收集太阳辐射能;将加热后的吸热工质储存到储热罐体中,实现热能的存储;最终,通过热工转换过程实现太阳能光热发电<sup>[3]</sup>。集热场成本占塔式光热电站总投资的50%~60%,发电系统成本占15%~20%,前者是电站最大的成本构成<sup>[4-6]</sup>。在满足电站整体工艺要求和集热量要求的条件下,吸热器中心高度的优化设计可有效地提高定日镜场光学效率,从而在同等集热量条件下,减少定日镜数量、降低定日镜场投资,提高电站经济效益。

在塔式太阳能光热发电站中,支撑吸热器及配套系统的高耸结构包括钢筋混凝土结构、钢结构和混合结构等<sup>[2]</sup>。吸热器需被置于高位用于吸收由镜

收稿日期:2021-01-20;修回日期:2021-04-23

基金项目:国家重点研发计划项目(2017YFF0208300)

场反射的阳光。此外,吸热塔还需允许相关管道、阀门、中继罐(如进口冷盐罐、出口冷盐罐)<sup>[3]</sup>、压缩空气罐等设备的布置。吸热塔需为这些设备的安装、调试以及维护提供必需的空间。

近年来,国内外镜场的优化从工艺设计的角度分析主要集中在储热时间、吸热器功率等方面,从设备研发的角度分析主要集中在镜场光学效率、吸热器热效率等方面<sup>[7-12]</sup>。在此类研究文献中,很少有关于吸热器中心高度优化选取的研究,结合实际工程应用的研究更是少之又少。镜场的设计离不开吸热器中心高度的确定,而相关技术掌握在少数国外定日镜产品制造商手中,国内对此技术的研究尚不成熟。

吸热器中心高度的选取影响着项目的经济性,它是提升项目电价竞争力的重要手段之一。本文提出了塔式太阳能光热电站吸热器中心高度优化的基本思路和需要考虑的因素,分析了吸热器中心高度对电站经济性的影响并展开研究,为塔式光热电站工程设计提供借鉴。

## 1 吸热器中心高度选型建模

在吸热器中心高度的设计中,纬度是基本的外部条件。低纬度地区的定日镜余弦损失相对小,相同吸热器中心高度条件下定日镜的数量也较少。我国塔式光热电站选址主要集中在北纬39°至北纬41°,本文暂按北纬40°进行建模。

吸热器中心高度的增加可减少定日镜的余弦损失、遮挡和阴影损失,从而可显著提升定日镜场的光学效率。一般装机规模越大、储热时长越长、定日镜数量越多,塔式光热电站吸热塔需要的设计高度更高,吸热塔建造成本、熔盐泵扬程、运行成本以及熔盐的能耗也越高。因此,塔式光热电站的吸热器中心高度设计往往综合考虑定日镜场效率与成本电价后确定。表1是已商业化运行的国内外塔式光热电站的装机容量与吸热器塔高度对比<sup>[13]</sup>。

表1 全球已投运塔式光热项目装机容量与吸热塔高度  
Tab. 1 Capacities and receiver tower heights of solar tower power stations in operation worldwide

项目名称	装机容量/MW	储热时长/h	塔高/m
美国新月沙丘电站	110	10	164
美国艾文帕电站	392 (3个模块)	—	137
西班牙 Gemasolar 电站	20	15	140
以色列阿沙利姆电站	121	—	240
甘肃敦煌 100 MW 电站	100	12	220
新疆哈密 50 MW 电站	50	13	183
青海德令哈 50 MW 电站	50	7	180

本文依托某 100 MW 塔式光热电站发电项目为例进行建模分析。该电站目标年发电利用小时数为 3 900。集热系统采用外置式熔融盐吸热器,功率为 630 MW。吸热器低温熔融盐进口设计温度为 290 ℃,出口高温熔融盐设计温度为 565 ℃。发电单元主机采用一次中间再热超高压空冷机组,额定主蒸汽参数为 12.60 MPa, 540 ℃;再热蒸汽参数为 2.64 MPa, 540 ℃;给水温度为 260 ℃。汽轮发电机组额定工况出力为 100 MW,额定工况下热效率为 43.89%,热耗率为 8 203.06 kJ/(kW·h)。

通过软件建模,计算得到不同吸热器中心高度与定日镜数量、电站发电量间的关系,建立配置不同储热时长的系统模型<sup>[14-15]</sup>,逐项模拟测算成本电价,得出最佳的吸热器中心高度。

### 1.1 吸热器中心高度与定日镜数量的关系

优化吸热器中心高度前,需获取定日镜场设计的边界条件和各输入因素。确定定日镜场设计参数后,验证定日镜场输出热功率是否满足吸热器热功率要求,以及吸热器年集热量、年发电量是否满足设计要求。定日镜场设计中,最重要的内容有定日镜数量和吸热器中心高度,这是设计点的集热场满足年集热量及设计点吸热器热功率要求的关键。基于上述定日镜场设计参数,可提高电站经济性、降低成本电价。

在建模计算吸热器中心高度与定日镜数量的关系过程中,确定定日镜输入因素。本文在建模计算中设计输入参数见表2。

表2 定日镜场建模输入设计参数

Tab. 2 Input parameters for heliostat field modeling

设计参数	数值
宽度/mm	11 670
高度/mm	10 080
有效反射面积比例/%	98
横向面数	7
纵向面数	5
子镜个数	35
面型弧度误差/mrad	1.25
镜面反射率/%	92
定日镜可用率/%	99
定日镜最低运行太阳高度角/(°)	15
第1环距吸热塔中心距离/m	130

模拟了吸热塔中心高度为 200~270 m, 8 个不同塔高配置与定日镜数量的关系,如图1所示。

不同塔高对应的定日镜数量是不同的,塔高越高,定日镜数量越低,此规律符合定日镜遮挡损失随塔高升高逐渐降低的规律,即吸热器中心高度增

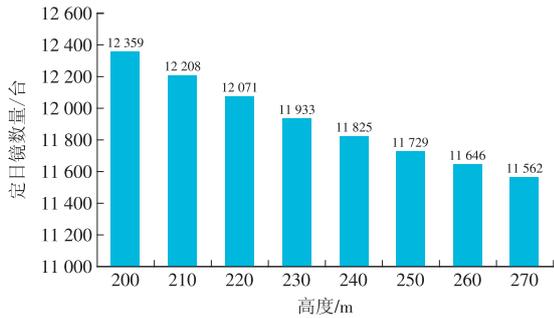


图 1 定日镜数量与吸热器中心高度对应关系曲线

Fig. 1 Relationship between the number of heliostats and the central height of the receiver

加,定日镜之间的光学损失减小,镜场的光学效率提高。在满足相同吸热器功率的条件下,所需要布置的定日镜数量越少,初始投资也相应降低。

### 1.2 吸热器中心高度与发电量的关系

通过模拟不同高度的吸热塔,对不同储热时长电站的年发电量进行模拟测算。在塔高 200~260 m 间,以 20 m 为变化步长形成了 4 个塔高,结合 5 个不同的储热时长,组合成 20 个系统配置方案,见表 3。随着塔高的增加,光场效率增高、定日镜数量减少,但年集热量随之降低,进而导致年发电量也降低。

表 3 塔高与年发电小时数对应关系

Tab. 3 Relationship between the receiver tower height and annual utilization hours of power generation

塔高/m	镜面台数	不同储热时长下的年发电小时数				
		8 h	10 h	12 h	14 h	16 h
200	12 359	3 641	3 821	3 939	4 009	4 037
220	12 071	3 628	3 806	3 923	3 990	4 017
240	11 825	3 604	3 779	3 893	3 959	3 984
260	11 646	3 587	3 761	3 873	3 937	3 961

### 1.3 吸热器中心高度与成本电价的关系

基于上述模拟结果,研究吸热器中心高度与成本电价的相互关系,并测算整理出 20 个配置方案相应的成本电价,如图 2 所示。

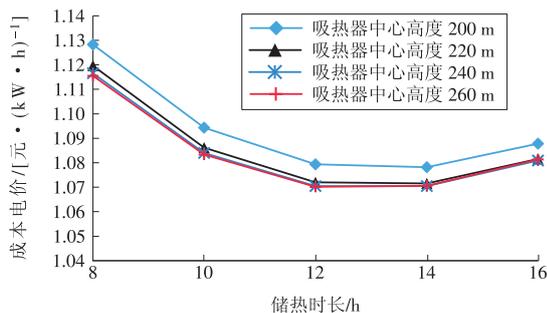


图 2 吸热器中心高度、储热时长与成本电价对应关系曲线

Fig. 2 Relationship of receiver height, thermal storage hour and electricity cost price

由图 2 分析可知:塔高为 200 m 时,设计储热 12 h 时出现最低成本电价,1.08 元/(kW·h);塔高为 220 m 时,设计储热为 12 h 时出现最低成本电价,1.07 元/(kW·h);塔高为 240 m 时,设计储热为 12 h 时出现最低成本电价,1.07 元/(kW·h);塔高为 260 m 时,设计储热为 12 h 时出现最低成本电价,成本电价 1.07 元/(kW·h)。结合表 3 可以知,塔高 220 m、设计储热 12 h 时,成本电价最低,1.07 元/(kW·h)。

综合考虑塔高增加导致的熔盐泵成本增加和运维费用等因素:(1)当模型中对应的吸热塔高为 200 m 时,全厂熔盐泵的设备费按 1.08 亿元/套、安装费按 233 万元/套计列。在其他塔高情况下,设备费随熔盐泵扬程的增加而增长 120 万~480 万元,安装费不变。(2)低温熔融盐泵扬程的增加会导致厂用电量、维修费用的增加,塔高从 200 m 升至 260 m,年综合运行费用增加 74 万元。成本电价计算中的其他边界条件见表 4。

表 4 成本电价计中其他算边界条件

Tab. 4 Other boundary conditions for electricity price calculation

参数	数值	
装机容量/MW	100	
年利用小时数	第 1 年	1 320
	第 2 年	3 545
	第 3 年	3 940
发电厂用电率/%	10	
修理费提存率(每 5 年增加 0.5 百分点)/%	0.8	
材料费/[元·(MW·h) <sup>-1</sup> ]	12	
人工费(人均 6 万元/年)/万元	540	
材料费进项税率/%	13	
修理费进项税率/%	13	
售电销售税率/%	13	
企业所得税率/%	25	

## 2 吸热器中心高度优化计算

### 2.1 集热场第 1 环直径

在吸热器中心高度的优化模拟计算中,在确定单体定日镜的基本设计参数基础上,还应确定第 1 环定日镜中心到吸热塔中心线的距离。镜场是由多个不同直径的近似同心圆组成,第 1 环定日镜组成的圆形空间为全厂所有建筑设施布置的区域,吸热塔布置在定日镜场中心,围绕吸热塔四周展开布置动力岛及附属建筑、空冷岛、蒸汽发生区域、储热区域以及必要的厂区管架和运输检修道路等。第 1 环直径距离越小,相当于全场所有环上的定日镜距离吸热塔更近、光学损失越小。但该值取决于装机

规模,受制于各专业厂房、设备、道路的设计要求,本文模型中第1环定日镜到吸热塔中心线的距离取值130 m。

## 2.2 最低成本电价为优化目标

光热发电项目成本的下降需要兼顾建设成本和发电效率,约2/3的成本下降潜力源于光热电站的建设,其中集热场的设计-采购-施工(EPC)成本占比最大。成本的大幅降低源于对设计的优化,塔式光热电站成本的降低主要集中于集热场,特别是定日镜和追踪系统成本的降低<sup>[16-17]</sup>。以100 MW塔式光热机组的集热场投资为例,集热场中定日镜的设备费超过10亿元,定日镜的数量是以万面计。以成本电价为优化目标,通过优化吸热器中心高度以达到减少定日镜数量的优化,从而降低成本电价,是减小投资的必要手段。

成本电价是指统计期内发电年收入之和等于年成本之和时的特定电价,即

$$T = \frac{\sum_{n=0}^N \frac{C_{cap,n} + C_{op,n} + C_{tax,n}}{(1+r)^n}}{\sum_{n=0}^N \frac{(C \times H \times (1 - O_u) \times (1 - D)^n)}{(1+r)^n}},$$

式中: $C_{cap,n}$ 为指项目总投资(包括EPC、融资成本、土地费用、开发费用等)按照一定方式摊销至第 $n$ 年的成本,不同电厂项目的总投资成本略有不同; $C_{op,n}$ 为电厂运维成本的年值,包括燃料、运维费用、保险费用、人工成本、管理成本等,不同电厂的运维成本略有不同; $C_{tax,n}$ 为电厂每年应纳税额,和项目所在地政府规定税收规定相关; $C$ 为装机容量; $H$ 为年利用小时数; $O_u$ 为厂用电率; $n$ 为电厂运营年限; $r$ 为折现率; $D$ 为发电能力年衰减系数。

通过上述光热电站吸热器中心高度的优化设计、方案比选,把成本电价由1.13元/(kW·h)降低至1.07元/(kW·h),提高了电站的经济性,该电价低于国家首批示范光热发电项目规定的上网电价,1.15元/(kW·h)。

## 2.3 吸热塔最优高度的选取

本文进行了吸热器高度与定日镜数量优化模拟计算:根据吸热器高度与发电量关系的模拟计算可以发现,塔高越高,定日镜之间的遮挡和阴影损失越小;在满足相同吸热器功率情况下,光学效率的提高最终体现在镜场定日镜数量的降低,同时还可以发现,伴随着镜场定日镜数量的减少,年发电量也随之下降。

为了得到最优的吸热器中心高度,本文在上述2个模拟测试的基础上,对吸热器中心高度与度电价格关系进行了进一步模拟计算,得到了表3中20

个系统配置方案的镜厂模型,测算出20组成本电价,可以发现:吸热器中心高度升到240 m,储热容量配置为12 h,成本电价稳定在1.07元/(kW·h);塔高继续增加,成本电价不再随之降低。经分析得出,吸热器中心高度在240 m以上继续增加高度,虽然可以减少定日镜数量、减少了定日镜场的初始投资,但是也减少了年发电量,即减少了发电收益,两者相互抵消,造成了成本电价不再降低。本次建模得出的结论与参考依托工程数据基本吻合,见表5。其中,吸热器中心高度和储热时长的数据吻合度为100%,定日镜台数和年发电利用小时数的数据吻合度为99%。

表5 模拟结果与依托工程数据的对比

Tab. 5 Comparison of simulation results and data from projects

项目	吸热器中心高度/m	定日镜台数	年发电利用小时数	储热时间/h
依托工程数据	220	11 948	3 900	12
模型得出结论	220	12 071	3 923	12

## 3 结论

利用模拟软件进行建模,模拟不同配置方案并对设计方案的成本电价进行测算。结合储热时长等重要配置优化要素,通过排列组合的方式构建一定数量的模型进行计算,吸热器中心高度的增加能够减少阴影损失、遮挡损失和余弦损失,进而提高定日镜场光学效率,减少定日镜的数量,达到减少定日镜场的投资成本的目的,但是随之带来的年发电量的减少,导致发电收益也随之减少,在两者的耦合作用下,通过对所有模型计算结果的分析,能够找到成本电价最低的设计点及对应点设计配置方式。可以得出,在设计优化中,需以成本电价最低作为吸热器中心高度设计优化的目的,避免由于过度追求定日镜场光学效率的优化造成成本电价不降反升。在塔式太阳能光热发电站设计中,可按照本文提供优化思路进行吸热器中心高度的优化设计。

## 参考文献:

- [1]何志瞧,童家麟.太阳能光热发电现状及超临界CO<sub>2</sub>光热发电技术应用前景[J].华电技术,2020,42(4):77-83.  
HE Zhiqiao, TONG Jialin. Development status of solar thermal power generation and prospect of supercritical carbon dioxide technology applied in it [J]. Huadian Technology, 2020, 42(4): 77-83.
- [2]塔式太阳能光热发电站设计标准:GB/T 51307—

- 2018[S].
- [3] 聚光型太阳能热发电术语:GB/T 26972—2011[S].
- [4] LARMUTH J, MALAN K, GAUCHÉ P. Design and cost review of 2 m<sup>2</sup> heliostat prototypes [D]. Stellenbosch: Stellenbosch University, 2014.
- [5] CARRIZOSA E, DOMÍNGUEZ-BRAVO C, FERNÁNDEZ-CARA E, et al. An optimization approach to the design of multi-size heliostat fields [D]. Seville: University of Seville, 2014.
- [6] GARCÍA-BARBERENA J, MONREAL A, MUTUBERRIA A, et al. Towards cost-competitive solar towers—Energy cost reductions based on decoupled solar combined cycles (DSCC)[J]. Energy Procedia, 2014, 49(1):1350–1360.
- [7] PARET T W, WHRBACH M, BUCK R, et al. Incidence angles on cylindrical receivers of solar power towers [J]. Solar Energy, 2020, 201: 1–7.
- [8] YU Q, FU P, YANG Y, et al. Modeling and parametric study of molten salt receiver of concentrating solar power tower plant[J]. Energy, 2020: 117505.
- [9] SCHITTL P, BERN G, ROOYEN D W V, et al. Optimization of solar tower molten salt cavity receivers for maximum yield based on annual performance assessment [J]. Solar Energy, 2020, 199: 278–294.
- [10] ASHLEY T, CARRIZOSA E, FERNÁNDEZ-CARA E. Continuous optimization techniques for optimal aiming strategies in solar power tower plants [J]. Solar Energy, 2019, 190: 525–530.
- [11] 宓霄凌, 王伊娜, 李建华, 等. 塔式太阳能热发电站镜场设计分析[J]. 太阳能, 2016(6): 61–65.  
MI Xiaolin, WANG Yina, LI Jianhua, et al. Analysis of heliostat field design for solar tower thermal power plant [J]. Solar Energy, 2016 (6): 61–65.
- [12] 李心, 许黎玲, 纪培栋, 等. 塔式光热电站集热场设计综述及经济性研究[J]. 南方能源建设, 2020, 7(2): 51–59.  
LI Xin, XU Canling, JI Peidong, et al. Review and economic research on solar field design of solar tower plants [J]. Southern Energy Construction. 2020, 7(2): 51–59.
- [13] 袁炜东. 国内外太阳能光热发电发展现状及前景[J]. 电力与能源, 2015, 36(4): 487–490.  
YUAN Weidong. Current development and prospect of solar-thermal power generation in China and abroad [J]. Power & Energy, 2015, 36(4): 487–490.
- [14] 高嵩. 塔式熔融盐太阳能热发电法向直射辐射设计点选择方法研究[J]. 华电技术, 2017, 39(4): 74–76.  
GAO Song. Study on the selection method of direct normal irradiance design points for tower molten salt solar thermal power generation[J]. Huadian Technology, 2017, 39(4): 74–76.
- [15] 罗彦, 杜小泽, 杨立军, 等. 塔式太阳能热发电太阳倍数及储热时长优化研究[J]. 热力发电, 2017, 46(6): 21–27.  
LUO Yan, DU Xiaoze, YANG Lijun, et al. Optimization design of solar multiple and thermal storage hour for DSG tower [J]. Thermal Power Generation, 2017, 46 (6) : 21–27.
- [16] 王启扬, 谈友飞, 林晨, 等. 塔式太阳能热发电系统关键设备优化配置研究[J]. 太阳能, 2015(9): 54–59.  
WANG Qiyang, TAN Youfei, LIN Chen, et al. Research on optimal allocation of key equipment in solar tower thermal power system[J]. Solar Energy, 2015(9): 54–59.
- [17] 李心, 赵晓辉, 李江烨, 等. 塔式太阳能热发电全寿命周期成本电价分析[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(7): 84–88.  
LI Xin, ZHAO Xiaohui, LI Jiangye, et al. Analysis of life-cycle levelized cost of electricity for tower solar thermal power[J]. Automation of Electric Power Systems. 2015, 39 (7): 84–88.

(本文责编:陆华)

#### 作者简介:

高嵩(1984—),男,吉林长春人,高级工程师,工学硕士,从事电站设计、科研、标准化工作(E-mail: sgao0010@ceec.net.cn)。