

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2024.01.027

光热与光伏发电综合对比

李富春¹, 刘飞², 邵成成³, 田旭², 田炜一³, 冯斌¹

(1. 中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司, 陕西 西安 710075;

2. 国网青海省电力公司经济技术研究院, 青海 西宁 810008;

3. 西安交通大学电气工程学院, 陕西 西安 710049)

摘要:光伏发电和光热发电是太阳能发电的2种典型形式。光伏开发成本相对较低,但为保证系统安全稳定运行,须配置一定比例储能和分布式调相机,造成发电成本提升,而光热自带储热和出力友好性,因此目前对于光伏与光热的发展技术路线仍存在较大争议。文中以青海海西地区为例,基于同一时空太阳能辐照资源和出力特性,比较光伏+储能与光热的电力保障能力;然后从电网安全稳定支撑能力角度对光伏+储能+调相机与光热进行比较;最后基于光热和光伏成本下降趋势预测进行二者的经济性对比。研究结果表明,若将光热和光伏放到技术对等层面,则光热由于同时具备储热和常规发电机功能,能够为系统提供短路容量、无功补偿和转动惯量支撑,在成本下降后经济性与光伏+储能+调相机基本相当,甚至更优。

关键词:光伏;光热;储能;分布式调相机;电力保障;日等效发电小时数;旋转惯量;容量费用

中图分类号: TM615

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2024)01-0246-08

0 引言

在双碳战略的背景下,我国提出截至2030年新能源开发装机将超过12亿kW,新能源渗透率不断提高,新型电力系统正在加速构建^[1-3]。新能源发电受资源约束,自身出力特性与能源电力需求存在错配问题,给以新能源为主体的新型电力系统供电充裕度和安全稳定运行带来了挑战^[4-7]。

光伏(photovoltaic, PV)发电和光热发电(concentrated solar power, CSP)是太阳能发电的2种形式,目前还没有关于二者的全方位对比,仅有少量文献从光伏和光热技术本身,如发电量、电站投资和度电成本等进行了对比分析^[8-11]。文献[8]从多种维度(应用领域、储能方式、发电可调度性、经济性等)对2种发电方式进行比较,并对二者的发展前景进行展望。文献[9]总结了光热发电发展现状,对比分析了CSP与其他发电技术特性,建立经济性模型,对比现阶段CSP和光伏电站的经济性。文献[10]模拟了光伏和光热系统在不同地区的光电收益和光电光热综合收益,通过对比能量偿还时间和碳减排量,分析了2种技术路线的节能特性。

国务院《2030年前碳达峰行动方案》中明确提出,鼓励建设光热与光伏、风电互补调节的综合新能源发电基地,目前也有文献对光热电站配置方案和光热与光伏联合运行进行了研究^[12-16]。文献[12]基于等可靠性指标提出一种评估光热电站容

量效益的方法,并分析运行方式、储热容量、装机规模等因素对容量效益的影响。文献[13]在考虑光热电站传统模型的基础上,计及调峰收益与分摊费用建立光热电站个体优化模型,以期提高投资积极性。文献[14]基于改进的随机生产模拟方法,评估含风电、光伏、水电、火电、光热和储能的多能源系统的可靠性。文献[15]为减小求解问题规模,加速模型求解,提出一种多个光热电站聚合建模方法。

从系统角度看,光热与光伏发电对系统的作用存在较大差异,仅从技术本身来比较不能完全反映光热具备储热和旋转惯量的优势,光伏配置储能和调相机后才能与光热基本对等,但储能成本较高。相同条件下,光伏+储能+调相机与自带储能的光热电站这2种技术路线哪个更优尚存在不确定性。

文中以青海海西地区新能源开发为例,从电力保障能力、电网稳定支撑能力和经济性三方面创新性地对光伏+储能与光热这2种技术路线进行全方位对比分析。首先基于同一时空资源,分析光伏和光热出力特性及电力保障能力;然后从设备层面分析二者对电网安全稳定的支撑作用;最后将光热与光伏+储能+调相机放到基本对等的技术条件下,分析二者的经济性。

1 光热与光伏电力保障能力比较

1.1 出力特性比较

为反映光热/光伏电站日发电量的多少,定义日等效发电小时数为 T_{esp} ,计算如下:

收稿日期:2023-07-13;修回日期:2023-09-19

基金项目:国家自然科学基金资助项目(52177113)

$$T_{\text{csp}} = Q_{\text{csp}}/P_{\text{csp}} \quad (1)$$

式中: Q_{csp} 为光热/光伏电站日发电量; P_{csp} 为光热/光伏电站装机。

光伏与光热均依赖太阳能资源,二者出力具有一定相关性,文中对同一地区同一资源下相同年发电量的光伏和光热电站出力特性进行分析。

以青海海西地区为例,光伏年利用小时数约 1 712 h,光热年利用小时数约 2 350 h(太阳倍数为 1.5,储热 4 h),1 kW 光热发电量与 1.4 kW 光伏发电量基本相当。图 1 为该地区同一资源下相同发电量的光伏与光热日等效发电小时数统计结果。可以看出,二者趋势大致相同,即光伏大发时,光热发电量也较大,光伏小发时,光热发电量也很小。但光热与直射相关,光伏与全辐射相关,即使光热不能发电时,光伏仍有一定发电量。因此,光热发电量日不均衡性更大,光伏发电量日间相对均衡。

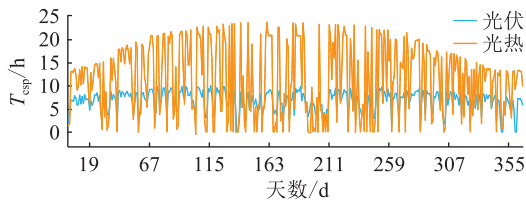


图 1 海西地区光热与光伏电站发电量相关性
Fig.1 Correlation between CSP station and PV station in Haixi region

表 1 以光热装机为基准,给出了该地区光伏与光热电站日等效发电小时数区间统计结果。可以看出:(1) 光热和光伏全年平均日等效发电小时数约 6 h,光热电站日等效发电小时数仅 78 d 在 4~8 h 内,光伏日等效发电小时数有 201 d 在 4~8 h 内;(2) 光热电站日等效发电小时数有 136 d 小于 4 h,而光伏日等效小时数仅有 51 d 小于 4 h;(3) 光热电站日等效发电小时数有 54 d 大于 12 h,而光伏日等效小时数大于 12 h 的天数为 0。

表 1 海西地区光热与光伏电站日等效发电小时数区间统计
Table 1 Interval statistics of CSP station and PV station daily equivalent power generation hours in Haixi region

T_{csp}/h	天数/d	
	光热	光伏
0~4	136	51
4~8	78	201
8~12	97	113
12~16	54	0

为反映光热/光伏电站对高峰负荷时段的电力保障能力,定义晚高峰电力供应保证率为 δ_{csp} ,计算如下:

$$\delta_{\text{csp}} = N_{\text{csp}}/365 \quad (2)$$

式中: N_{csp} 为光热/光伏电站日等效发电小时数 T_{csp} 不小于 T_{peak} 的天数, T_{peak} 为系统晚高峰时段持续小时数,由电力部门公布或经统计获取。

根据历史运行数据统计,西北地区电网负荷晚高峰时段一般持续 4 h。表 2 给出了海西地区相同发电量下光热与光伏逐月日等效发电小时数小于 4 h 的天数统计结果。

表 2 海西地区光热与光伏电站日等效发电小时数小于 4 h 的天数统计

Table 2 Statistics of days with CSP station and PV station daily equivalent power generation hours less than 4 hours in Haixi region

月份	光伏	光热	月份	光伏	光热
1月	3	6	7月	5	18
2月	6	9	8月	5	14
3月	1	10	9月	5	9
4月	4	10	10月	4	10
5月	4	18	11月	3	9
6月	5	15	12月	6	8

可以看出,以光热装机为基准,光伏一年中仅有 51 d 日等效发电小时数低于 4 h,保证率约 86%;光热一年中有 136 d 日等效发电小时数低于 4 h,保证率约 63%。西北地区电网电力供应紧张一般出现在冬季(11月—12月),若仅统计 11月—12月中日等效发电小时数小于 4 h 的天数,则光伏日等效发电小时数低于 4 h 的天数为 9 d,保证率约 85%;光热日等效发电小时数低于 4 h 的天数为 17 d,保证率约 72%,光伏保证率仍高于光热。

1.2 参加电力平衡能力比较

为了表征光热参加电力平衡能力,定义日等效保证小时数为某一保证率下对应的日等效发电小时数,则光热参加电力平衡比例 R_{csp} 为:

$$R_{\text{csp}} = T_{\delta, \text{csp}}/T_{\text{peak}} \quad (3)$$

式中: $T_{\delta, \text{csp}}$ 为光热电站在保证率 δ 下对应的日等效发电小时数,即日等效保证小时数。

对于光伏电站,光伏配置储能后也可通过储能搬移电量作用保证高峰时段电力供应。光伏配置储能时长可选择系统高峰负荷时段时长,而配套储能装机比例也是光伏电站参加电力平衡比例,即:

$$T_{\text{es}} = T_{\text{peak}} \quad (4)$$

$$R_{\text{es}} = R_{\text{pv}} = T_{\delta, \text{pv}}/T_{\text{peak}} \quad (5)$$

式中: T_{es} 为光伏电站配置储能时长; R_{es} 为光伏电站配套储能装机比例; R_{pv} 为光伏+储能参加电力平衡比例; $T_{\delta, \text{pv}}$ 为光伏电站在保证率 δ 下对应的日等效发电小时数,即日等效保证小时数^[17]。

图2为海西地区光热电站日等效发电小时数分布。可以看出,电力系统晚高峰负荷时段按4h计,为保证晚高峰时段供电,光热电站储热时长选择4h即可,但此时若按95%保证率,不考虑跨日调节,则光热电站日等效保证小时数为0,基本不能参加电力平衡;若储热时长增加至8h,考虑跨日调节,则光热电站日等效保证小时数约为2.3h,参加电力平衡比例约为58%。

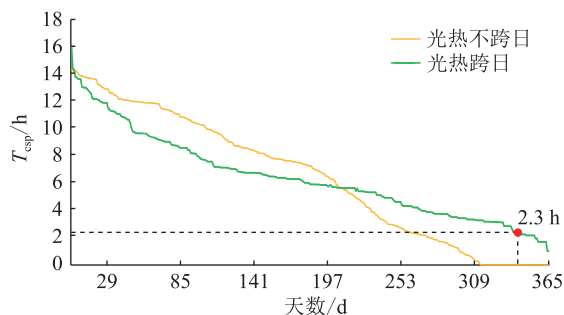


图2 海西地区光热电站日等效发电小时数分布

Fig.2 Distribution of daily equivalent power generation hours of CSP station in Haixi region

图3为海西地区光伏电站日等效发电小时数分布。可以看出,光伏配置储能时长同样选择4h,95%保证率时光伏电站日等效保证小时数2.0h,参加电力平衡比例为50%。

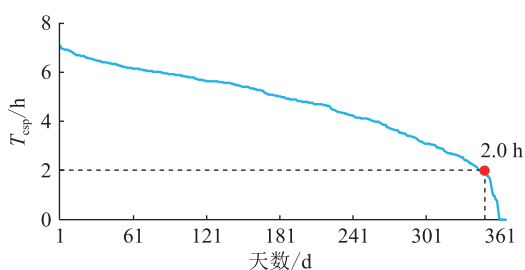


图3 海西地区光伏电站日等效发电小时数分布

Fig.3 Distribution of daily equivalent power generation hours of PV station in Haixi region

上文分析了光热和光伏单独保证高峰时段供电的能力,下面按全年发电量相同确定光热和光伏装机,比较二者参加电力平衡容量,光热装机按1000MW,光伏装机按发电量相同确定为1400MW。图4为海西地区光热与光伏电站日等效发电小时数分布,表3为该地区光伏与光热电站参加电力平衡容量测算结果。可见,若选择95%保证率,光热电站跨日调节后,日等效发电小时数约2.3h,参加电力平衡容量约580MW;光伏+储能可调节日等效发电小时数约2.7h,参加电力平衡容量约675MW。光伏+储能参加电力平衡容量大于光热电站。

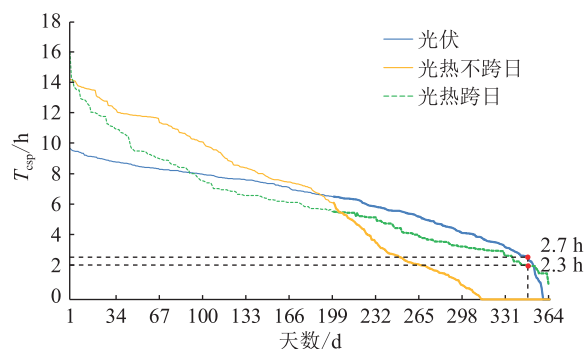


图4 海西地区光热与光伏电站日等效发电小时数分布
Fig.4 Distribution of daily equivalent power generation hours of CSP station and PV station in Haixi region

表3 海西地区光热与光伏电站参加电力平衡容量
Table 3 Power balance capacity of CSP station and PV station in Haixi region

方案	95%保证率		100%保证率	
	日等效发电小时数/h	参加电力平衡容量/MW	日等效发电小时数/h	参加电力平衡容量/MW
光热 1000 MW	2.3	580	1.0	250
光伏 1400 MW+ 储能	2.7	675	0	0

100%保证率时,光热电站跨日调节后,日等效发电小时数约1.0h,参加电力平衡容量约250MW;光伏+储能可调节日等效发电小时数为0,参加电力平衡容量也为0。光伏+储能参加电力平衡容量小于光热电站。

因此,在考虑跨日调节后,保证率达到97%以上时,光热电站参加电力平衡容量大于光伏+储能,且100%保证率下光热电站参加电力平衡容量仍有250MW,而光伏+储能在极端天气下参加电力平衡容量为0。

2 光热与光伏稳定支撑能力比较

2.1 主要技术参数

一般来说,交直流系统严重故障的暂态过程往往发生在故障后的极短时间内,例如直流的一次换相失败,既有低电压、又有高电压,全部过程不超过200ms,需要发电机/调相机基于自发响应实现无功瞬态调节。

发电机的无功输出特性主要取决于其d轴参数,其中次暂态无功输出能力主要取决于次暂态电抗 X''_d 和升压变阻抗 X_k ,二者之和越小,则瞬时无功响应特性越好;稳态无功输出能力主要取决于d轴同步电抗 X_d , X_d 越小,则稳态无功输出和进相能力越大。另外,电压大幅跌落时暂态无功响应时间主

要取决于 d 轴开路暂态时间常数 T'_{d0} , 而电压大幅升高时暂态无功响应时间主要取决于 d 轴短路暂态时间常数 T'_d [18]。

发电机一般具有强励特性, 短时(1 s)无功响应能力能够达到额定容量的 2 倍及以上, 当系统发生严重故障导致系统电压大幅跌落时, 发电机/调相机进入强励状态, 可为系统提供紧急无功电压支撑, 有助于直流输电功率和系统主要节点电压迅速恢复, 防止引起电压崩溃。

对于高比例新能源系统, 系统频率稳定依靠接入电网中的发电机、调相机等旋转设备调节, 也与系统调差系数、调频速度密切相关。

文中收集了目前已投运的 50 MW 光热电站典型参数, 同时对相同容量火电机组和 50 Mvar 分布式调相机参数进行梳理, 便于对比分析 [19]。表 4 为不同机组典型参数统计结果。可以看出, 50 MW 光热机组转动惯量约为 $23.23 \text{ t}\cdot\text{m}^2$, 惯性时间常数约为 9.16 s, d 轴次暂态电抗百分数约为 16.2%, d 轴开路暂态时间常数约为 6.47 s, d 轴短路暂态时间常数约为 0.809 s, 强励电压倍数约为 2 倍。

表 4 不同类型机组参数统计

Table 4 Parameter statistics of different types of units

参数	光热电站	常规火电	分布式调相机
额定有功功率 P/MW	50	50	
额定无功功率 Q/Mvar			50
转动惯量 (发电机+汽轮机)/ $(\text{t}\cdot\text{m}^2)$	23.23	18.04	9.73
转动惯量 (发电机)/ $(\text{t}\cdot\text{m}^2)$	7.40	9.30	9.73
发电机 参数			
转动惯量 (汽轮机)/ $(\text{t}\cdot\text{m}^2)$	15.83	8.74	
$X''_d/\%$	16.2	12.4	9.09
T'_{d0}/s	0.023	0.243	0.044
T'_{d0}/s	6.47	10.78	<8
T'_d/s	0.809	1.21	<0.8
强励电压倍数	2.0	2.0	3.5
惯性时间常数 (发电机+汽轮机)/s	9.16	7.12	4.80
升压变 参数			
升压变短路 阻抗百分比/%	10.5	10.5	8

注: T'_{d0} 为 d 轴次暂态时间常数。

常规 50 MW 火电机组转动惯量约为 $18.04 \text{ t}\cdot\text{m}^2$, 惯性时间常数约为 7.12 s, d 轴次暂态电抗百分数约为 12.4%, d 轴开路暂态时间常数约为 10.78 s, d 轴短

路暂态时间常数约为 1.21 s, 强励电压倍数约为 2 倍。

传统调相机主要用于稳态无功调节, 强调其稳态连续无功输出能力, 而新一代调相机功能定位是暂态、次暂态特性优, 短时过载能力强。50 Mvar 调相机转动惯量约为 $9.73 \text{ t}\cdot\text{m}^2$, 惯性时间常数约为 4.8 s, d 轴次暂态电抗百分数约为 9.09%, d 轴开路暂态时间常数小于 8 s, d 轴短路暂态时间常数小于 0.8 s, 强励电压倍数约为 3.5 倍。

图 5 为 50 MW 光热汽轮机和发电机示意。50 MW 光热电站为提高效率, 高压缸转速按 6 000 r/min 以上设计, 转速高, 转子小, 因此汽轮机高压缸转动惯量比相同容量常规火电机组小得多, 但由于低压缸转动惯量占比较大, 汽轮机整体转动惯量仍大于常规火电机组。总的来看, 50 MW 光热电站转动惯量约为分布式调相机的 2.39 倍, X''_d 约为分布式调相机的 1.42 倍。从电厂升压变参数来看, 50 MW 光热发电机和常规火电机组升压变短路阻抗百分比均取值约 10.5%, 50 Mvar 分布式调相机升压变短路阻抗百分比取值更低, 约 8%。

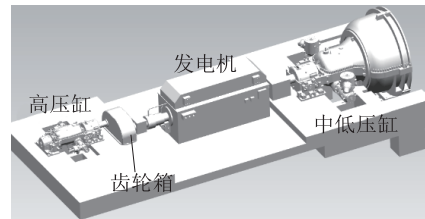


图 5 50 MW 光热汽轮机和发电机示意

Fig.5 Schematic diagram of 50 MW photothermal turbine and generator

2.2 电压支撑能力比较

海西地区电网是西北电网的薄弱环节, 低电压问题一直比较突出, 文中主要针对海西地区电网存在的低电压问题, 研究光热电站对电网的支撑作用, 并与光伏+储能+分布式调相机方案的支撑作用进行对比。按照储能容量基本相同, 旋转设备装机相同拟定以下 2 个方案。

方案一(光热方案): 光热 1 000 MW。单个光热电站为 50 MW, 升压至 110 kV, 出线 1 回接入 330 kV 汇集站, 升压变短路阻抗百分比为 10.5%, 线路长度为 10 km; 330 kV 汇集站配置 4 台主变, 每台主变容量为 $360 \text{ MV}\cdot\text{A}$ 。方案一汇集方案示意详见图 6。

方案二(光伏+储能+调相机方案): 光伏 1 400 MW+储能 1 000 MW(8 h)+调相机 1 000 Mvar。光伏按 70 MW 为一个单元, 同时配置 50 MW 储能和

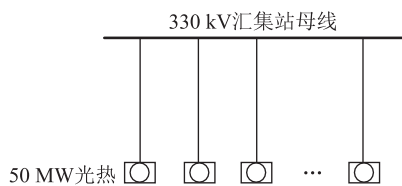


图6 方案一汇集方案示意

Fig.6 Schematic diagram of option 1 collection scheme

50 Mvar 分布式调相机, 升压至 110 kV, 出线 1 回接入 330 kV 汇集站, 升压变短路阻抗百分比为 10.5%, 线路长度为 10 km; 330 kV 汇集站配置 4 台主变, 每台主变容量为 360 MV·A。方案二汇集方案示意详见图 7。

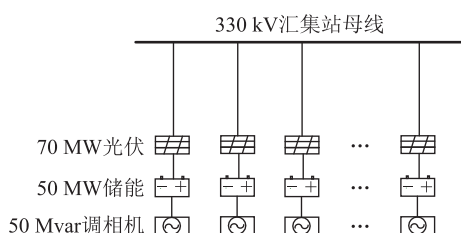


图7 方案二汇集方案示意

Fig.7 Schematic diagram of option 2 collection scheme

图 8 为新能源大发方式, 吉泉直流三次换相失败后双极闭锁切机时, 海西地区巴音变 330 kV 母线电压曲线。

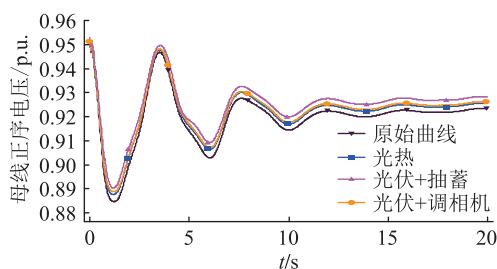


图8 海西地区巴音变 330 kV 电压波动曲线 (吉泉直流三次换相失败后双极闭锁切机)

Fig.8 330 kV voltage fluctuation curves of Bayin substation in Haixi region (double-pole locking cut-off after three times of commutation failure of Jiquan DC)

图 9 为酒泉—河西同塔双回 750 kV 线路发生异名相故障时, 海西地区巴音变 330 kV 母线电压曲线。可以看出, 2 种方案下, 故障期间海西地区 330 kV 母线电压跌落均有所改善, 从对电压的支撑效果来看, 方案二略优于方案一。

需要说明的是, 为更加充分地发挥光热电站对电力系统发生严重故障时的动态无功支撑作用, 光热电站机组参数可适当优化, 与分布式调相机性能参数继续靠近。

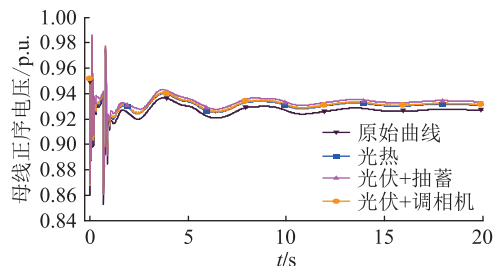


图9 海西地区巴音变 330 kV 电压波动曲线

(酒泉—河西同塔双回 750 kV 线路发生异名相故障)

Fig.9 330 kV voltage fluctuation curves of Bayin substation in Haixi area (abnormal phase fault of Jiuquan-Hexi double-circuit 750 kV line on the same tower)

3 光热与光伏经济性比较

根据前述分析结果, 按照发电量相等、储能容量相同和对电网支撑作用相同, 对方案一和方案二进行经济性对比。

3.1 经济指标预测

根据光热、光伏、储能等成本下降趋势预测, 表 5 和表 6 给出了文中采用的经济指标^[20-23]。

表 5 2030 年光热方案经济指标预测

Table 5 Forecast of economic indicators of photothermal scheme in 2030

指标	数值
塔式镜场单位电量投资/ [元·(kW·h) ⁻¹]	3.2
槽式镜场单位电量投资/ [元·(kW·h) ⁻¹]	2.8
储能单位功率投资(熔盐)/ (元·kW ⁻¹)	240
储能单位容量投资(熔盐)/ [元·(kW·h) ⁻¹]	200
发电机单位功率投资/ (元·kW ⁻¹)	4 200

表 6 2030 年光伏+储能+分布式调相机方案经济指标预测

Table 6 Forecast of economic indicators of PV+energy storage+distributed condenser scheme in 2030

指标	数值
光伏(单位投资 3 500 元/kW)/ [元·(kW·h) ⁻¹]	2.1
储能单位功率投资/ (元·kW ⁻¹)	400
储能单位容量投资/ [元·(kW·h) ⁻¹]	1 000
分布式调相机/ (元·kvar ⁻¹)	800

光热电站投资由镜场、储能和发电三部分组成。根据 2021 中国太阳能热发电行业发展蓝皮书初步预测, 并与光热发电企业沟通, 聚光集热部分

目前单位投资约为 3.5~4.0 元/(kW·h) (即集热部分投资除以光热电站年发电量)。由于集成成本降低,且规模化、国产化进程加快,预计 2030 年光热电站聚光集热部分单位投资将下降 20%,降至 2.8~3.2 元/(kW·h)。

储换热部分的换热部分目前单位投资约为 300 元/kW,随着换热器技术进步加上规模化效应,预计 2030 年单位投资将降至 240 元/kW。储热部分目前单位投资约为 300 元/(kW·h),随着不同用途储热需求增大,熔盐规模化生产,预计 2030 年单位投资将降至 200 元/(kW·h)。

发电机部分目前单位投资约为 6 000 元/kW,其主要原因是单机容量小,为提高效率,须专门设计汽轮机,空冷部分按 300 MW 火电机组配置。随着设计理念变化,光热电站逐步向提供容量支撑的功能定位转变,不再追求过高发电效率,空冷岛可以减小规模,降低配置,发电机组也可以采用常规设计,同时机组增大也导致单位投资降低,预计 2030 年 100 MW 机组单位投资将降至 4 200 元/kW。

基于目前价格水平,考虑未来技术进步和规模化发展,以及光热设计理念变化带来的投资降低,对光热和光伏+储能+调相机这 2 种技术路线进行分项对比。初步预计 2030 年光热电站聚光集热部分单位投资将降至 2.8~3.2 元/(kW·h),高于光伏能量吸收部分单位投资 2.1 元/(kW·h) (单位投资按 3 500 元/kW 折算);储热部分单位投资约为 230~260 元/(kW·h) (按 4~8 h 计),远低于储能单位投资 1 050~1 100 元/(kW·h);发电机部分投资约为 4 200 元/kW,远远高于分布式调相机的 800 元/kvar。

3.2 经济性比较结果

光伏和光热经济性主要取决于 2 个方案单位投资和容量费用的大小,表 7 和表 8 为 2 个方案单位投资和容量费用计算结果。可以看出,储能时长按 4 h,方案一单位投资约为 11 680~12 600 元/kW,容量费用约为 1 445~1 558 元/kW,方案二单位投资约为 9 935 元/kW,容量费用约为 1 334 元/kW。储能时长按 8 h,方案一单位投资约为 12 480~13 400 元/kW,容量费用约为 1 543~1 657 元/kW,方案二单位投资约为 13 935 元/kW,容量费用约为 1 982 元/kW。

图 10 为 2 种方案单位投资与储能时长关系,图 11 为 2 种方案容量费用与储能时长关系。从经济性上来看,储能时长超过 7 h,方案一单位投资和容量费用均已低于方案二,经济性相对较好。

表 7 不同方案初投资及容量费用比较(储能 4 h)

Table 7 Comparison of initial investment and capacity cost of different schemes (4 hours of energy storage)

方案		单位投资	容量费用
方案一	塔式	12 600	1 558
	槽式	11 680	1 445
方案二		9 935	1 334

表 8 不同方案初投资及容量费用比较(储能 8 h)

Table 8 Comparison of initial investment and capacity cost of different schemes (8 hours of energy storage)

方案		单位投资	容量费用
方案一	塔式	13 400	1 657
	槽式	12 480	1 543
方案二		13 935	1 982

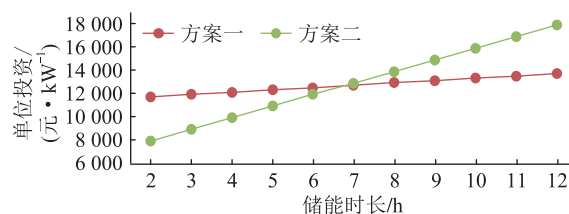


图 10 不同方案单位投资与储能时长关系

Fig.10 Relation between unit investment and energy storage duration of different schemes

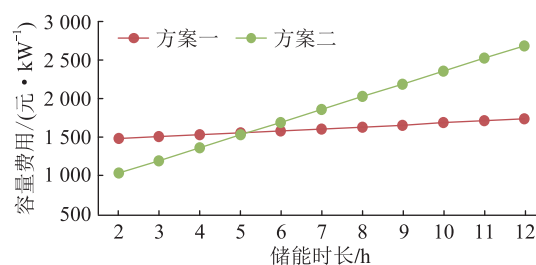


图 11 不同方案容量费用与储能时长关系

Fig.11 Relation between capacity cost and energy storage duration of different schemes

4 结语

在国家双碳战略的驱动下,我国太阳能装机发展迅速,但随着系统存量调峰能力日益耗尽,加之高比例新能源电力电子化给传统电力系统带来的安全稳定挑战,光伏为主的开发须考虑增加储能和调相机等措施,改善自身并网出力特性,而光热电站由于自身配置储能和常规火电机组,电网友好性的特征逐步凸显。

初步来看,光热电站适应新型电力系统需求,设计理念逐步向容量电源过渡,技术不断进步,规划进程加快,再加上成本进一步降低,光热电站技

术经济性有望优于光伏+储能+调相机组合电源。因此,未来新型电力系统中应因地制宜建设一定容量储热型光热电站,推动光热与光伏发电融合发展、联合运行。

参考文献:

- [1] 汤亮亮. 新型电力系统接地关键技术及展望[J]. 电瓷避雷器, 2023(1): 1-10.
TANG Liangliang. Key technologies review and prospect of grounding in new type power system[J]. Insulators and Surge Arresters, 2023(1): 1-10.
- [2] 周孝信, 陈树勇, 鲁宗相, 等. 能源转型中我国新一代电力系统的技术特征[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(7): 1893-1904, 2205.
ZHOU Xiaoxin, CHEN Shuyong, LU Zongxiang, et al. Technology features of the new generation power system in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(7): 1893-1904, 2205.
- [3] 肖先勇, 郑子莹. “双碳”目标下新能源为主体的新型电力系统: 贡献、关键技术与挑战[J]. 工程科学与技术, 2022, 54(1): 47-59.
XIAO Xianyong, ZHENG Zixuan. New power systems dominated by renewable energy towards the goal of emission peak & carbon neutrality: contribution, key techniques, and challenges[J]. Advanced Engineering Sciences, 2022, 54(1): 47-59.
- [4] 汪宁渤, 马明, 强同波, 等. 高比例新能源电力系统的发展机遇、挑战及对策[J]. 中国电力, 2018, 51(1): 29-35, 50.
WANG Ningbo, MA Ming, QIANG Tongbo, et al. High-penetration new energy power system development: challenges, opportunities and countermeasures[J]. Electric Power, 2018, 51(1): 29-35, 50.
- [5] 鲁宗相, 李海波, 乔颖. 高比例可再生能源并网的电力系统灵活性评价与平衡机理[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(1): 9-20.
LU Zongxiang, LI Haibo, QIAO Ying. Flexibility evaluation and supply/demand balance principle of power system with high-penetration renewable electricity[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 9-20.
- [6] 张玮, 白恺, 鲁宗相, 等. 特大型新能源基地面临挑战及未来形态演化分析[J]. 全球能源互联网, 2023, 6(1): 10-25.
ZHANG Wei, BAI Kai, LU Zongxiang, et al. Analysis of the challenges and future morphological evolution of super large-scale renewable energy base[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2023, 6(1): 10-25.
- [7] 李相俊, 赵珊珊, 惠东. 面向新型电力系统的大型储能电站关键技术发展趋势分析与展望[J]. 供用电, 2022, 39(7): 2-8, 24.
LI Xiangjun, ZHAO Shanshan, HUI Dong. Development trend analysis and prospect of key technologies of large energy storage station in new type power system[J]. Distribution & Utilization, 2022, 39(7): 2-8, 24.
- [8] 任大伟, 肖晋宇, 侯金鸣, 等. 双碳目标下我国新型电力系统的构建与演变研究[J]. 电网技术, 2022, 46(10): 3831-3839.
REN Dawei, XIAO Jinyu, HOU Jinming, et al. Construction and evolution of China's new power system under dual carbon goal[J]. Power System Technology, 2022, 46(10): 3831-3839.
- [9] 高博, 卢卫青, 罗亚桥, 等. 光伏与光热发电发展前景对比分析[J]. 电源技术, 2017, 41(7): 1104-1106.
GAO Bo, LU Weiqing, LUO Yaqiao, et al. Comparative analysis of development prospect of photovoltaic generation and photo-thermal generation[J]. Chinese Journal of Power Sources, 2017, 41(7): 1104-1106.
- [10] 邹明亮. 太阳能光热发电技术特性与经济性研究[J]. 青海电力, 2019, 38(2): 18-22.
WU Mingliang. Research on characteristics and economics of solar photothermal power generation technology[J]. Qinghai Electric Power, 2019, 38(2): 18-22.
- [11] 冯仕霖, 蔡靖雍, 张涛. 光伏/光热与光伏发电系统的性能及节能对比分析[J]. 上海电力大学学报, 2022, 38(5): 457-465.
FENG Shilin, CAI Jingyong, ZHANG Tao. Comparisons of performance and energy-saving features between a PV/T system and a PV system[J]. Journal of Shanghai University of Electric Power, 2022, 38(5): 457-465.
- [12] 傅旭, 杨欣, 汪莹, 等. 光热电站容量效益评估及影响因素研究[J]. 电力工程技术, 2021, 40(3): 186-192.
FU Xu, YANG Xin, WANG Ying, et al. The capacity benefit evaluation of CSP power station and its influencing factors[J]. Electric Power Engineering Technology, 2021, 40(3): 186-192.
- [13] 崔杨, 于世鹏, 王学斌, 等. 考虑系统调峰需求与光热电站收益平衡的储热容量优化配置[J/OL]. 中国电机工程学报: 1-14[2022-12-19]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.TM.20221101.1924.027.html>.
CUI Yang, YU Shipeng, WANG Xuebin, et al. Optimal configuration of heat storage capacity considering the balance between system peak shaving demand and concentrating solar power plant revenue[J/OL]. Proceedings of the CSEE: 1-14[2022-12-19]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.TM.20221101.1924.027.html>.
- [14] 朱睿, 胡博, 谢开贵, 等. 含风电-光伏-光热-水电-火电-储能的多能源电力系统时序随机生产模拟[J]. 电网技术, 2020, 44(9): 3246-3253.
ZHU Rui, HU Bo, XIE Kaigui, et al. Sequential probabilistic production simulation of multi-energy power system with wind power, photovoltaics, concentrated solar power, cascading hydro power, thermal power and battery energy storage[J]. Power System Technology, 2020, 44(9): 3246-3253.
- [15] 邵成成, 冯陈佳, 李丁, 等. 光热发电机组聚合模型及其在电力系统运行模拟中的应用[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(11): 3507-3516.
SHAO Chengcheng, FENG Chenjia, LI Ding, et al. Clustered CSP model and its application in power system operation simulation[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(11): 3507-3516.
- [16] 张尧翔, 刘文颖, 李潇, 等. 高比例新能源接入电网光热发电-火电联合调峰优化控制方法[J]. 电力自动化设备,

- 2021,41(4):1-7,32.
ZHANG Yaoxiang, LIU Wenying, LI Xiao, et al. Optimal control method of peak load regulation combined concentrating solar power and thermal power for power grid accessed with high proportion of renewable energy[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(4):1-7,32.
- [17] 孙晓强, 汪莹, 李庆海, 等. 新型电力系统中光热电站完全替代火电规划研究[J]. 电网技术, 2022, 46(8):2948-2954.
SUN Xiaoqiang, WANG Ying, LI Qinghai, et al. Planning of solar thermal power station completely replacing thermal power in new power system[J]. Power System Technology, 2022, 46(8):2948-2954.
- [18] 李志强, 蒋维勇, 王彦滨, 等. 大容量新型调相机关键技术参数及其优化设计[J]. 大电机技术, 2017(4):15-22.
LI Zhiqiang, JIANG Weiyong, WANG Yanbin, et al. Key technical parameters and optimal design of new types of large capacity synchronous condenser[J]. Large Electric Machine and Hydraulic Turbine, 2017(4):15-22.
- [19] 崔灿灿. 新一代分布式调相机的动态特性分析及参数优化[D]. 哈尔滨:哈尔滨理工大学, 2021.
CUI Cancan. Dynamic characteristic analysis and parameter optimization of new generation distributed synchronous condenser[D]. Harbin: Harbin University of Science and Technology, 2021.
- [20] 黎特, 张毓清, 范茜勉, 等. “双碳”背景下储能对光伏项目的经济性影响分析[J]. 油气与新能源, 2022, 34(1):56-60.
LI Te, ZHANG Yuqing, FAN Qianmian, et al. Analysis of economic impact of energy storage on photovoltaic project under the background of "dual carbon"[J]. Petroleum and New Energy, 2022, 34(1):56-60.
- [21] 尹刚, 范小平, 吴方松, 等. 槽式光热发电汽轮机经济性关键技术研究[J]. 东方汽轮机, 2021(1):29-32.
YIN Gang, FAN Xiaoping, WU Fangsong, et al. Research on key technology for economy of trough solar thermal power turbine[J]. Dongfang Turbine, 2021(1):29-32.
- [22] 张夏, 梁金凤, 柯国华. 塔式、槽式光热电站系统配置的对比较分析[J]. 电力勘测设计, 2022(7):61-66.
ZHANG Xia, LIANG Jinfeng, KE Guohua. Comparative analysis on system configuration of tower type and trough type solar thermal power station[J]. Electric Power Survey & Design, 2022(7):61-66.
- [23] 2021 中国太阳能热发电行业发展蓝皮书[R]. 北京: 国家太阳能光热产业技术创新战略联盟, 2022.
Blue book of concentrating solar power industry 2021[R]. Beijing: China Solar Thermal Alliance, 2022.

作者简介:



李富春

李富春(1982),男,硕士,高级工程师,从事电力系统规划与运行相关工作(E-mail: lifuchun@nwepdi.com);

刘飞(1985),男,硕士,高级工程师,从事电力系统规划与运行相关工作;

邵成成(1989),男,博士,副教授,研究方向为电力能源系统规划与运行。

Comprehensive comparison between photothermal power generation and photovoltaic power generation

LI Fuchun¹, LIU Fei², SHAO Chengcheng³, TIAN Xu², TIAN Weiyi³, FENG Bin¹

(1. Northwest Electric Power Design Institute Co., Ltd. of China Power Engineering Consulting Group, Xi'an 710075, China;

2. Economic and Technological Research Institute of State Grid Qinghai Electric Power Company, Xining 810008, China;

3. School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

Abstract: Photovoltaic power generation and photothermal power generation are two forms of solar power generation. The development cost of photovoltaic is relatively lower than photothermal, but a certain proportion of energy storage and distributed synchronous condensers are needed to ensure the safe and stable operation of the system. As a result the cost of photovoltaic power generation rises. Photothermal comes with heat storage and output friendliness, so currently there is still a great dispute about the technical route of photovoltaic and photothermal. This paper takes Haixi area of Qinghai province as an example. Firstly, based on the characteristics of solar irradiation resources and output in the same time and space, the power guarantee capabilities of photovoltaic+energy storage and photothermal is compared. Then this paper compares photovoltaic+energy storage+condenser with photothermal from the perspective of power grid security and stability support ability. Finally, this paper compares the economics of solar thermal and photovoltaic based on the forecast of their cost declining trend. Photothermal has both thermal storage and conventional generator functions, providing short circuit capacity, reactive power compensation and moment of inertia support for the system. The results show the economy of photothermal is basically equivalent to, or even better than photovoltaic+energy storage+condenser after the cost reduction in the case of technical equivalence.

Keywords: photovoltaic; photothermal; energy storage; distributed condenser; power guarantee; daily equivalent power generation hours; rotary inertia; capacity cost

(编辑 方晶)