电力系统中光伏—光热互补发电集成技术分析

梅思佳

（中国大唐集团科学技术研究总院有限公司华东电力试验研究院，安徽 合肥 230088）

摘 要 光伏发电出力随太阳辐照变化，间歇性与波动性特征突出，高比例接入后将显著增大电力系统的调节压力。光热发电依托熔盐储热与同步发电机的固有特性，可在光伏出力不足时段实现平稳接续供电。本文从互补发电的技术基础与并网要求、互补发电的集成方式与容量配置、联合出力控制与运行调节等维度展开分析，提出针对性协同技术，并结合实际案例验证互补系统在提升光伏利用率、改善系统调节能力方面的实际效果。结果表明，光热作为调节型电源与光伏协同运行，可在不大幅增加系统调节成本的前提下，有效提升新能源消纳水平。

关键词 光伏发电；光热发电；互补集成；容量配置；出力控制

中图分类号：TM73 **文献标志码**：A **DOI**：10.3969/j.issn.2097-3365.2026.28.004

0 引言

光伏发电装机规模持续扩大，已成为我国新增电源的主体。按照《光伏发电站接入电力系统技术规定》（GB/T 19964-2024）要求，并网光伏电站须具备功率预测、有功无功调节与故障穿越能力，以满足系统安全运行需要[1]。光伏出力完全取决于太阳辐照，日内出力随辐照先升后降，阴雨天气出力骤降，与负荷曲线错位明显。装机规模扩大之后，午间大发时段消纳紧张、傍晚高峰时段出力退出的矛盾愈发突出，弃光现象在部分高渗透率地区时有发生，系统需要常规机组频繁调节才能维持平衡。光热发电提供了另一条太阳能利用路径。它以反射镜将太阳光聚焦加热熔盐，把太阳能先转化为热能储存，需要时再驱动汽轮机组发电。与光伏相比，光热机组属于同步发电机，具备转动惯量与调频调压能力，熔盐储热系统可连续储放热8小时以上，夜间与阴天仍能维持出力。按照《光伏发电站接入电力系统技术规定》（GB/T 19964-2024）规定，光热电站的集热场规模与储热容量需根据场址辐照资源与负荷特性配置。两类电源在出力时序上存在天然互补关系，将光热作为调节电源与光伏协同运行，成为提高新能源消纳水平的工程选择。现有研究多从单一环节讨论互补问题，或单独分析调度策略，或单独测算经济性，较少把集成方式、容量配置与运行控制作为一个整体考察，导致方案之间缺乏衔接，工程应用时出现配置失当、调节效果低于预期的情况[2]。本文研究电力系统中光伏—光热互补发电集成技术，旨在为同类互补电站的设计与运行提供技术方案。

1 互补发电的技术基础与并网要求

1.1 出力特性与互补机理

光伏电站出力由组件功率、辐照强度与温度决定，组件布置方案按《光伏发电站设计规范》（DB45/T 2365-2021）规定执行[3]。晴天条件下，出力自日出后逐步上升，正午前后达到峰值，午后逐步回落，夜间为零；多云天气出力随云层移动快速波动，短时间变化率可达装机容量的60%以上，以5分钟级采样计算。光热电站出力由集热场5量与储热状态决定。集热场在白天吸收太阳直射辐射并加热传热工质，多余热量存入储热系统；发电功率可在储热容量范围内按调度要求调节，爬坡速率受汽轮机热应力限制，通常控制在每分钟2%至5%的额定功率以内。两类电源的出力时序差异构成互补基础。光伏在白天大发，光热可压低出力为光伏让路；傍晚光伏衰减，光热依靠储热接续供电；夜间光伏零出力，光热继续维持基荷或调峰出力。按《电力系统安全稳定导则》（GB 38755-2019）的要求，电力系统应具备充足的调节能力以应对新能源出力波动[4]。互补系统的调节资源来自光热机组的宽负荷调节范围与储热装置的跨时段转移能力，二者配合可覆盖光伏出力的日内波动。光热机组的调节能力还受集热场热量供应限制，连续满发时长取决于储热容量，调节性能随储热量的下降逐步减弱，运行策略须预留合理的储热量裕度。

1.2 并网技术要求的差异

光伏电站与光热电站的并网技术要求不同。光伏电站按《光伏发电站接入电力系统技术规定》（GB/T 19964-2024）执行，须具备功率预测、有功功率控制、

作者简介：梅思佳（2000-），女，硕士研究生，助理工程师，研究方向：新能源。

无功功率调节与低电压穿越能力，逆变器接入方式决定其对系统惯量贡献有限。光热机组直接与同步电网耦合，具备与常规机组相当的惯量响应与一次调频能力，并网运行还需满足机组启停、最低技术出力与设备振动等层面的约束。上述差异使两类电源在系统中的作用定位不同：光伏提供电量，光热提供电量与调节能力。互补集成就是将二者的作用组合进同一套系统，利用光热的可控性补偿光伏的波动性。

2 互补发电的集成方式与容量配置

2.1 调度协同型集成

调度协同型集成保持两类电站独立建设、独立并网，由调度机构统一安排出力。日间光伏大发时段，光热机组压低出力甚至停机，为光伏保留发电空间；傍晚光伏出力衰减，光热机组逐步提升出力，接续晚高峰供电；夜间光热依靠白天储存的热量维持出力。这一方式对现有电站改动最小，光热机组运行灵活，负荷调节范围宽，能够快速响应调度指令，但缺陷是两套系统独立配置，储热与发电设备的利用率未必最优。调度协同依赖准确的功率预测，光伏出力预测提前一日给出日间曲线，光热电站按预测安排储热与发电计划，日内根据实时辐照滚动修正。预测精度越高，光热需要预留的调节裕度越小，系统整体利用率越高[5]。

2.2 电转热耦合型集成

电转热耦合型集成在调度协同的基础上增加能量转移环节。光伏出力超过并网限值时，富余电力经电加热器转化为热能存入光热储热系统，待光伏出力不足时释放发电。这一方案把光伏的瞬时富余电量转化为光热的跨时段热量，相当于为光伏配置了一套大容量、低成本的储热设施。运行逻辑明确：光伏功率高于并网限值时启动电加热，低于限值时停运，由光热机组补足差额。电转热的效率损耗客观存在，电加热器热效率一般按 90% 以上计，以常规设备参数核算，但相比弃光，这部分电力得到保留，系统整体利用率上升。电转热通道的容量需与光伏弃电时段的最大富余功率匹配，储热罐容积按连续运行小时数校核，罐体保温损失按日散热量控制在储热量的 2% 以内。

2.3 一体化建设型集成

一体化建设型集成把光伏阵列、光热集热场与储热系统纳入同一基地统一规划，光热电站不再孤立运行，而是作为大基地的调节电源存在。2025 年投运的全国最大“光热 + 光伏”协同项目，光热部分以 26 万块反射镜聚光加热熔盐，集热系统可实现 8 小时储能，与 90 万千瓦光伏电站深度互补，白天由光伏满足基础负荷，夜晚或阴雨时段由光热储热系统衔接供电。一体化建设的优势在于统一接入与统一调度，送出通道利用率高，调节资源与新能源装机比例可按基地整体最优配置；建设周期与投资规模相应增大，对场址直射辐射资源与电网接入条件要求较高[6]。

三种集成方式技术特点对比如表 1 所示。

2.4 容量配比与储热时长配置

互补系统的装机配比需按场址辐照资源、负荷曲线与电网调峰需求测算，不存在适用于所有条件的固定比例。直射辐射资源好的地区适合扩大光热占比，光伏资源一般、调峰压力大的地区则应侧重储热时长。以高原光热资源区为例，光伏装机与光热装机的配比取 4:1 至 6:1，光热额定功率按晚高峰时段需补足的出力缺口确定，储热时长按 4 小时至 8 小时选取，兼顾调节需求与投资造价。储热时长超过 8 小时后，增加储热罐容积带来的调节收益递减，造价上升明显，配置时应结合全年逐时光资源模拟结果权衡。配比取值属于工程初步配置，最终需以全年逐时光资源模拟与系统潮流校核结果为准。

3 联合出力控制与运行调节

3.1 出力平滑控制

互补系统的运行目标是使并网点联合出力满足限值要求。以某配置为例，光伏单独出力在 0 MW 至 250 MW 之间波动，夜间为零；光热机组按调度指令调节出力，使联合出力稳定在 200 MW。光伏出力高于目标值的部分经电加热转入储热，低于目标值的部分由光热机组补足。实际运行调控中可搭建毫秒级的实时功率数据采集机制，对光伏瞬时出力、机组运行负荷、并网点功率参数进行不间断采样，细化数据采集的时间粒度，实现出力波动的精细化捕捉。同时，为确保出力平滑

表 1 三种集成方式技术特点对比

集成方式	互补深度	技术特点	适用条件
调度协同型	运行层面	光伏与光热出力曲线叠加互补，平滑外送功率波动，依赖功率预测精度与调度平台	光伏与光热分址建设，依托既有电网通道打捆外送
电转热耦合型	能量层面	弃电转热储存，利用率高，依赖电加热效率	弃光时段集中，储热容量富余
一体化建设型	系统层面	统一规划接入，配置最优，投资规模大	新建大基地，场址与接入条件好

得到有效控制，还可依据光伏出力波动幅度划分不同调控等级，匹配对应的储热启停、机组负荷调整标准，细化不同工况下的调控执行细则；而针对日间光伏出力溢出的工况，设置阶梯式电加热储能投切参数，根据富余功率的大小调整电加热设备的运行档位，分层完成电能转储操作，避免单一调控模式造成的能量资源闲置；针对光伏出力缺口工况，建立储热系统分级释热机制，结合实时功率偏差数值，动态调节释热速率与光热机组进气参数，循序渐进调整机组出力负荷。最后，建立工况预判调控机制，结合短时气象监测数据，统一规范机组调控操作流程，固化功率偏差核查、设备参数调整、运行数据，以此提前预判光照变化带来的出力波动，提前预设机组运行基准参数与储热系统启停预案，确保并网功率稳定运行的调控要求。

3.2 运行调节策略

联合运行按日前计划与日内滚动修正两级组织。日前计划根据功率预测确定次日各时段的光热出力目标与储热策略；日内根据实测辐照与负荷变化，按预设优先级调整电加热启停与光热机组负荷。光热机组具备宽负荷调节能力，可长期在最低 15 MW 负荷下运行承担调峰，也可快速爬坡至满负荷 100 MW 填补缺口，两种工况切换顺畅。光热机组的启停次数与爬坡速率受设备寿命约束，调度策略需在调节性能与运行损耗之间权衡，减少不必要的频繁变负荷。工程验收环节，互补电站的联合出力性能按《光伏发电工程验收规范》（GB/T 50796-2012）的规定进行考核，验收数据作为运行调整的依据[7]。

4 工程应用与效果分析

4.1 典型工程配置

已投运的互补项目验证了上述集成方式的有效性。以青海、甘肃等地的大基地项目为例，光热电站与光伏电站统一接入汇集站，光热机组承担调峰与惯量支撑，光伏承担电量主体，电转热通道用于消纳午间富余电力。工程运行表明，互补配置下光伏弃电率较独立运行明显下降，光热机组的年利用小时数因协同调度而提高，联合出力曲线较单一光伏平滑，送出通道利用率相应提升，基地整体发电量增加。

4.2 运行效果与经济性分析

从运行数据看，互补系统对电网的支撑价值大于单纯的电量贡献。光热机组在光伏大发时段让出空间、在夜间与阴雨时段接续供电，同时提供转动惯量与调频调压支撑，减少了对常规火电调节的依赖。经济性方面，光热发电的单位造价高于光伏，但互补后光伏弃电减少、利用小时数上升，光热机组的容量利用率也因协同运行而提高，综合度电成本低于两个电站独立运行。光热装备国产化与规模化推进后，造价呈下降趋势，这一差距仍在收窄。上述结论基于公开工程数据与典型配置测算，不同项目的实际效果以投产后的运行数据为准。

5 结论

本文围绕光伏与光热互补发电的集成技术问题，完成了集成方式分析、容量配置方法与运行控制策略的梳理，主要结论如下：（1）集成方式层面，调度协同、电转热耦合与一体化建设分别对应运行、能量与系统三个层面的互补深度，工程上按场址条件、电网需求与投资约束选择。容量配比与储热时长决定互补系统与当地资源、负荷的匹配程度，需以逐时模拟与潮流校核确定，无固定比例；（2）运行控制层面，联合出力控制使并网点功率趋于平稳，光热机组的宽负荷调节能力与储热装置的跨时段转移能力，使互补效果落实到逐时运行。典型工程证明，光热作为大基地调节电源，能够在光伏大发时让出空间、在夜间和阴雨天接续供电，并为电网提供转动惯量与调频调压支撑。本文基于规范分析与公开工程数据，具体性能数值有待各项目运行数据进一步验证。未来研究可从配比优化方法、电转热效率提升与调度策略精细化方向深入，建立互补系统的定量设计方法。

参考文献：

[1] 国家质量监督检验检疫总局，中国国家标准化管理委员会. 光伏发电站接入电力系统技术规定:GB/T19964-2024[S]. 北京：中国标准出版社，2024.

[2] 齐军，杜锦昉，邬竞方，等. 基于动态调压策略的高渗透率光伏接入电网电压优化研究[J/OL]. 内蒙古电力技术，1-12[2026-09-09].https://kns.cnki.net/kcms2/article/abstract?v=NEcF25qTR9BHcvlfXEqX_FaWfYyPZALN_U8aY1ul6k2x5Jw1CUTtby9HvT0XUH3H2mOFynEasnU9VBsxqw1MuAQ2Lq0BxBghG0CXDR2hEwq7VztcwYGXP4LLzCnFuWO3Q975_TlAImV2h_HWiNY1nKHNP7R34E121xWNbjr0cM4jhsUtojuYxQ==.

[3] 傅宇辰，唐海慧. 智能技术在电力自动化系统集成中的应用[J]. 电子技术，2025,54(03):264-265.

[4] 国家市场监督管理总局，中国国家标准化管理委员会. 电力系统安全稳定导则:GB38755-2019[S]. 北京：中国标准出版社，2019.

[5] 中华人民共和国住房和城乡建设部. 光伏发电工程验收规范:GB/T50796-2012[S]. 北京：中国计划出版社，2012.

[6] 董良. 新能源电力系统中的储能技术选择与电气集成方案设计[J]. 高科技与产业化，2024,30(09):32-33.

[7] 陶英健，李士洲. 自动化技术在电力系统中的应用[J]. 集成电路应用，2024,41(08):164-165.