

Application and Economic Analysis of Energy Storage Technology in Power Engineering under the Background of New Energy Grid Connection

Peng Xie

State Grid Yuncheng County Power Supply Company, Yuncheng, Shandong, 274700, China

Abstract

Against the backdrop of continuously rising new energy installations and significantly increased grid regulation demands, energy storage has evolved from an ancillary configuration in new energy stations to a critical regulation resource in power engineering. By the end of 2025, the installed capacity of new energy storage systems in operation nationwide reached 136 million kilowatts/351 million kilowatt-hours, with an average storage duration of 2.58 hours, an increase of 0.30 hours compared to the end of 2024, indicating that energy storage applications have gradually expanded from short-term compensation to multi-scenario system support. Based on the actual engineering construction under China's new energy grid integration conditions, this paper focuses on four technologies—electrochemical storage, thermal storage, mechanical storage, and capacitive storage—and analyzes their key application points in power engineering. By considering equipment costs, operational duration, efficiency boundaries, and revenue realization conditions, it conducts a detailed discussion on the economic viability and applicable scenarios of different technical approaches, aiming to provide more engineering-oriented analytical basis for energy storage project selection, construction organization, and investment decisions.

Keywords

new energy grid integration; power engineering; energy storage technology; application; cost-effectiveness; analysis

新能源并网背景下电力工程储能技术应用与经济性分析

谢鹏

国网山东省电力公司鄄城县供电公司, 中国·山东 鄄城 274700

摘要

在新能源装机持续攀升、电网调节需求明显增强的背景下,储能已由新能源场站的附属配置转为电力工程中的关键调节资源。截至2025年底,全国已建成投运新型储能装机规模达到1.36亿千瓦/3.51亿千瓦时,平均储能时长2.58小时,较2024年底增加0.30小时,表明储能应用已由短时补偿逐步向多场景系统支撑延伸。本文立足中国新能源并网条件下的工程建设实际,围绕电化学储能、热储能、机械储能和电容式储能四类技术,分别分析其在电力工程中的应用要点,并结合设备造价、运行时长、效率边界和收益实现条件,对不同技术路线的经济性与适用场景进行分项讨论,以期对储能项目选型、建设组织和投资判断提供更贴近工程实际的依据。

关键词

新能源并网; 电力工程; 储能技术; 应用; 经济性; 分析

1 引言

储能技术是指通过特定的介质或设备将能量进行存储并在需要时再释能做功的技术。在当今世界日益增长的能源需求和可持续发展的追求下,储能技术日益引起人们的关注。储能技术作为一种将能量存储且需要在需要时释放的技术手段,对于平衡能源供需、提高电力系统灵活性、增强能源安全性具有重要意义。随着可再生能源的快速发展和电力系统

快速变化的需求,储能技术的应用前景非常广阔^[1]。为此,文章将就新能源并网背景下电力工程储能技术应用与经济性展开分析,以供参考。

2 新能源并网背景下电力工程储能技术应用

2.1 电化学储能技术

在新能源并网下电力工程中,电化学储能应用应把接入边界、时长配置、运行温控和施工分舱按同一套技术条件落实。接入阶段不能只看预留场地,分布式储能通常接入35kV以下配电网,直接由地市级调度管理的电化学储能能达到5MW/1h即纳入并网运行和辅助服务管理,因此建设单

【作者简介】谢鹏(1987-),男,中国山东鄄城人,本科,工程师,从事电力工程技术研究。

位应先核定接入电压等级、短路电流增量、主变容量裕度和送出断面限制,再确定独立接入还是与新能源场站共用升压系统,并同步复核保护配合,防止后续形成可充不可放或放电受限。容量阶段不宜只按备案比例倒推,当前工程常用配置仍集中在2至4小时,且储能企业已形成500Ah以上电芯、单集装箱6000kWh以上系统的成套供货条件,现场应根据弃电持续时段、晚峰支撑时长和日内可充电窗口反推额定功率与额定能量,同时校核PCS容量、变压器过载能力和交流侧电缆截面,避免额定能量满足而持续出力不足。运行阶段要把热管理和衰减约束写成投运条件,储能型锂离子电池单体循环寿命应不低于6000次且容量保持率不低于80%,液冷条件下电池运行温升可控制在5℃以内、电芯温差可控制在2℃以内,运维中应按簇记录压差、温差和容量偏移,不宜长期高荷电停留。施工阶段应实行分舱、分回路、分步验收,火灾危险性为甲乙类的户外柜、预制舱、集装箱式储能装置单个额定能量不宜超过5MWh,超过时应先做实体火灾试验验证,同时电池室夏季室温宜控制在30℃及以下,配电装置室夏季室温不宜超过40℃,事故排风换气次数不少于10次每小时,并将直流侧隔离保护、防火封堵和排水坡向在带电前一次性校完。

2.2 热储能技术

在新能源并网电力工程中,热储能技术应用要把负荷去向、温度边界、出力时长和施工约束放到同一套工况内统筹校核。其一,项目论证不能只按装机规模倒推储热容量,建设单位应先把夜间发电、工业蒸汽和区域供热三类末端负荷拆开核算,再据此确定熔盐储热还是电加热储热,尤其当蒸汽侧日波动大、供热侧季节差明显时,宜按最小稳定热负荷反校储热规模,避免储罐建成后长期低利用运行。国家能源局已明确在建新型储能项目呈大型化、中长时增长趋势,热储能更适合承担中长时平移任务^[2]。其二,系统设计要把温度区间作为主控条件,塔式熔盐项目常用二元熔盐入口约290℃、出口约565℃,设计时应围绕这一温区同步校核储罐容积、换热面积、泵扬程、伴热能力和停机后保温损失,不能把白天蓄热、傍晚释热与夜间余热管理割裂计算。其三,工程定位应突出连续补峰而非快速频调。比如中国已投运项目中,青海中控德令哈50MW塔式光热电站配置7小时熔盐储能,首航敦煌100MW塔式项目年发电量约3.9亿kWh,这类参数说明热储能更适合与沙戈荒基地、光热一体化和多能互补园区配套布置,用于晚峰支撑和稳定送出。其四,现场实施必须把预热、防凝和热位移控制前置到调试前,熔盐系统若冬季伴热、管道膨胀补偿和系统冲洗不到位,后续极易出现局部结晶、堵塞和启停受限;若项目兼顾供热,还应把主蒸汽13.2MPa、540℃这一换热侧参数与季节热负荷联动复核,避免夏冬两季出力边界失配。

2.3 机械储能技术

在新能源并网条件下,机械储能技术应用须围绕压缩

空气系统的真实工况参数展开,不能把装机规模当成技术边界。第一,储气端选址不能只看有无地下空间,盐穴或洞室方案都要先按工作压力和密封条件核定,现阶段百兆瓦级压缩空气储能压缩机最高排气压力已达到10.1MPa,因此储气腔体、井筒、阀组和高压管道要按同一压力等级校核,地下水扰动、围岩完整性和封闭性试验不能后置,注采转换频次也要纳入寿命校核。第二,接入设计要按充放两端分别校核,低谷时段要核清压缩负荷、站用电和主变反送边界,高峰时段要核清膨胀出力与持续时长。国家能源局披露截至2025年底4小时及以上新型储能项目占比已达27.6%,机械储能更适合承担这类长时调节,设计时不能照着2小时短时储能思路压缩主机和储热配置,并应把日启停次数与调度调用频率同步写入校核边界。第三,主机和热力系统必须成套匹配,先进压缩空气储能系统转换效率已达到约70%,若换热面积不足、储热介质质量偏小或管路压降过大,机组连续出力时就会先掉温再掉功率,因此压缩机列数、膨胀机负荷、储热容量和主变裕度要按额定工况联算,并校核满负荷下的温升与压降。第四,设备布置和调试方案要给足制造与联调边界,现有百兆瓦级压缩机在最高排气压力下效率达到88.1%,变工况范围为38.7%至118.4%,现场应据此预留旁通、变负荷和分段试运条件,并把倒送电、黑启动和辅助蒸汽或换热系统切换顺序提前固化,投运前完成保护定值复核。

2.4 电容式储能技术

在新能源并网工况下,电容式储能技术应用应直接围绕其本体参数展开,设计、接入、调试和运行边界都要按短时高功率支撑来收口。第一,装置定位应落在一次调频、AGC快速修正和秒级爬坡支撑环节,因为超级电容储能系统的响应时间可按1s考虑,直流侧本体可做到小于1s,但实际到额定功率仍受PCS限制,逆变响应可再延长1至13s,因此接入点应尽量靠近波动源和频率敏感母线,同时把有功下垂和功率限幅整定在秒级区间内,避免调节链条过长。第二,容量整定不能照搬锂电思路,现有基准参数就是1MW、45s放电时长,适用对象是单次功率脉冲和高频短时调节,而不是持续十几分钟以上的移峰出力,所以工程计算应先按最大功率扰动幅值反推所需功率,再用允许支撑秒数校核直流侧储能量,并同步核对PCS短时过载能力,不按小时级能量指标放大配置^[3]。第三,控制策略应让超级电容承担高频小幅充放循环,EDLC可100%深度放电,往返效率约92%,循环寿命可达100万次,且按40次/日运行时对应日工作时长约30min,调度上就不宜把它压入长时持续放电区,而应把超过短时窗口的后续功率交给电池或常规机组接续。第四,现场校核要盯住散热和寿命边界,EDLC能量密度通常低于8Wh/kg,但功率密度高、内阻低,商用单体工作温度常见为-40℃至65℃,降额后可到85℃,因此母排截面、均压回路、风道或液冷余量都要按连续高频动作复核,若舱内温升控制不到位,可用功率会先于额定值

衰减。

3 新能源并网背景下电力工程储能技术的经济性分析

第一，电化学储能的经济性判断，宜直接落到2025年实际招标价格与日内调用条件上。按中关村储能产业技术联盟发布的2025年数据，磷酸铁锂储能系统中，1小时系统年均中标价为714.76元/kWh，2小时系统为553.94元/kWh，4小时系统为478.69元/kWh；对应EPC中，2小时项目中标均价为1043.82元/kWh，4小时项目为935.40元/kWh。由此看，电化学储能在2至4小时配置下已形成较清晰的成本区间，且4小时系统单位能量价格下降更明显。结合截至2025年底新型储能平均时长已提升至2.58小时的运行特征，这类技术在具备稳定峰谷价差、辅助服务补偿或容量租赁收益的源网侧项目中更容易形成较优经济性，如金乡县155MW/310MWh储能项目这类大容量预制舱式锂电工程，更适合在土地条件受限、建设周期要求较紧且需要高频日内调用的场景下配置。

第二，热储能的经济性不应只按电能往返效率衡量，而应结合热电解耦后新增的发电能力、供热保障能力和新能源消纳能力综合判断。以国能安徽宿州电厂1000MWh“煤电+熔盐”项目为例，该项目于2025年8月完成168小时试运行并投产，设计储热容量1000MWh，满额负荷下可连续供热4小时，在30%额定负荷深调情况下可连续供热5小时，对外供热能力提升至410吨/小时，较改造前提高260吨/小时；按项目测算，年可提升新能源消纳能力约1.28亿千瓦时，新增供热能力约220万吨/年。由此可见，热储能最优经济性并不出现在单一电量搬移场景，而更适合布置在热电联产机组、工业蒸汽负荷稳定园区或光热一体化项目中，只有当调峰收益、供热收益和消纳收益能够同时兑现时，其投资合理性才最容易成立^[4]。

第三，机械储能中压缩空气储能的经济性关键不在名义装机，而在储气条件、连续放电时长和寿命分摊能力。如云南能投昆明安宁350MW/1750MWh压缩空气储能示范项目，该项目于2025年10月开工，总投资18.72亿元，折合静态单位投资约1069.7元/kWh；项目采用非补燃式工艺，充电时长8小时，额定发电时长5小时，年利用小时数不低于1300小时，并依托退役盐穴作为储气空间。按这一参数判断，压缩空气储能虽然前期投资通常高于部分短时电池项目，但在盐穴等天然储气条件成熟、系统需要4小时以上连续放电，并且能够同时参与容量支撑、峰谷电量转移与辅助服务的地区，更容易体现长期经济性。相反，若项目所在区域需要新建高成本储气空间，或者年调用次数不足，则其折

旧和财务成本会明显拉长回收周期。

第四，电容式储能的经济性主要建立在快速调频价值上，而不是峰谷套利。比如山西中电金谷偏关混合储能独立调频电站一期项目，该项目于2025年并网，按国家发展改革委公布的建设内容，配置58MW/30秒超级电容和42MW/42MWh锂电池；公开项目信息显示，一期总规模100MW，总投资6.7亿元。按此类项目的收益结构分析，超级电容本身能量容量较小，不适合承担长时移峰，但其毫秒级响应可优先处理高频、小幅、连续的功率波动，明显减少锂电池在高频调频中的反复冲击。因此，这类技术在一次调频、二次调频考核较严、响应精度要求高、新能源波动显著的区域更具经济性，如偏关项目这类“超级电容+锂电池”混合方案，本质上是用超级电容提升调频收益质量、用锂电池保证短时持续输出，两者协同后才更容易形成可持续收益闭环^[5]。

四类技术中，电化学储能适合追求建设速度和日内多次调用的项目，热储能适合同时存在电负荷与热负荷的长时场景，机械储能适合资源条件较好的大规模晚峰支撑工程，电容式储能则适合按快速调频价值结算的项目。新能源并网下电力工程若脱离调用频次、地质条件、热负荷和市场机制，只看初始造价进行比选，往往会出现投运后利用率偏低的问题。

4 结语

新能源并网背景下，储能技术选型已经从单一配套转向按场景分工配置。电化学储能适合承担建设周期短、场地受限和日内频繁调节任务，热储能更适合与光热发电、供热和工业蒸汽协同布置，机械储能更适合承担大容量、长时段和高可靠性的系统支撑任务，电容式储能则应放在快速调频与瞬时波动抑制位置。经济性判断方面，最关键的不是单看单位投资，而是识别技术与调用场景是否匹配。只有把放电时长、调用频次、资源条件和收益结构统一起来，储能项目才能在新能源并网下电力工程中形成可持续运行效果。

参考文献

- [1] 王伟杰,黄艳,张进华.新型电力系统背景下的新能源与储能联合规划方法应用研究[J].中国战略新兴产业, 2025(17):71-73.
- [2] 吴征宇.新能源背景下新型储能侧技术的应用现状及优化设计[J].自动化应用, 2023, 64(S02):30-31.
- [3] 金满.新能源电力系统中储能技术的规模化应用与经济性分析[J].Electronic Communication & Computer Science, 2025, 7(11).
- [4] 金满.新能源电力系统中储能技术的规模化应用与经济性分析[J].电子通信与计算机科学, 2025(11).
- [5] 肖永青.电力系统中储能技术的应用及经济性分析[J]. 2025(12):26-28.