

大型储能电站主要设备选型研究

刘曦, 李宇强, 唐俊, 刘洋

(中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司, 四川 成都 610021)

摘要 受太阳能、风能资源的随机性、间歇性、难以预测性等特点的影响, 光伏、风电等可再生能源的大规模并网将对电网实时电力平衡、安全稳定运行带来巨大挑战, 进一步加剧系统调峰矛盾。储能电站可以快速、灵活调节发电功率, 能够有效平抑光伏、风电等可再生能源的波动出力特性, 提高电网稳定性和对新能源的消纳能力, 同时也尽可能减少新能源场站的弃光、弃风。基于此, 本文以贵州省大方集中储能示范项目为例, 针对大型储能电站主要设备选型开展研究, 研究内容包括储能技术选择、电化学储能系统原理及构成、储能系统主设备技术比选、储能系统方案设计、储能系统控制及保护、电池系统维护等, 以期为同行业人员提供借鉴。

关键词 储能电站; 设备选型; 系统方案

中图分类号: TM6

文献标志码: A

文章编号: 2097-3365(2024)11-0112-03

由中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司参与设计的大方集中储能示范项目总投资约4.4亿元, 建设规模150 MW/300 MWh, 是华电集团在南方电网首个电化学储能项目。项目于2023年11月26日全容量并网发电, 并顺利交付电网调用, 成为贵州省独立储能电站示范性项目之一。

1 研究背景

随着可再生能源大规模并入电网, 国家和地方政府出台了一系列储能产业的支持政策。贵州省新能源和可再生能源发展“十四五”规划在第四章重点任务中提出积极推进风光水火储一体化发展, 合理布局新型储能或抽水蓄能, 优化调度、联合运行、高效利用, 建设水(火)风光储一体化可再生能源综合开发基地, 降低可再生能源综合开发成本, 提高水电或火电送出通道利用率。

在此背景下, 本文以大方集中储能示范项目(以下简称本项目)为例, 按照设计流程, 依次从储能技术选择及系统构成, 储能系统主设备技术比选, 储能系统方案设计, 储能系统控制及保护等方面展开研究, 以期为工程设计人员提供参考。

2 储能技术选择及系统构成

2.1 储能技术选择

按照能量储存形式, 目前储能技术运用较多的主要有电化学储能(如铅酸电池、钠硫电池、液流电池、锂离子电池等)、机械储能(如抽水蓄能、飞轮储能、压缩空气储能等)和电磁储能(如超级电容器、超导

电磁储能等)三大类^[1]。

机械储能对场地和环境的要求较高, 效率相对较低, 电磁储能的投资成本高, 主要用于需要提供短时较大脉冲功率的场合。电化学储能相比于前两种储能形式, 具有高能量密度、高转换效率、响应速度快、建设周期短的优点, 既适用于分散式小规模储能, 也适合于构建大规模电化学储能电站, 参与电力系统调峰调频, 是目前国内外电力储能行业的主流选择形式。本项目定位为独立储能站, 且属于贵州省集中储能示范项目, 推荐采用电化学储能技术方式。

2.2 电化学储能系统原理及构成

电化学储能通过电池发生可逆的化学反应来储存或者释放电能, 实现能量转换。常规电化学储能系统主要由电池系统(Battery System, BS)、功率转换系统(Power Conversion System, PCS)、电池管理系统(Battery Management System, BMS)、监控系统等四部分组成。

3 储能系统主设备技术比选

3.1 储能电池技术比选

从目前我国新型储能技术的应用看, 锂离子电池和铅蓄电池占比最大, 锂离子电池占94.4%, 铅蓄电池占1.4%, 液流电池、钠硫电池等仅有小部分使用。

锂离子电池具有较高的能量和功率密度、较高倍率特性、宽SOC使用范围、安全性能好、循环寿命长、效率高等优点, 安全性能也能达到相关需求, 是全球电化学储能中的主流技术路线。因此, 本项目采用锂电池储能技术。

大容量储能项目单芯电池宜选择容量相对大的电池,一方面可提高储能系统功率密度,减少电缆、舱体等设备数量,降低储能电站用地面积;另一方面可减少电池的串并联回路数,降低了电池不一致性发生概率,从而延长电池的使用寿命,提高了安全性。本工程选用容量为 280 Ah 的电芯产品,其关键技术指标如表 1 所示。

表 1 280 Ah 电芯关键技术指标

序号	项目	规格
1	类型	磷酸铁锂电池
2	封装形式	方形铝壳
3	标称电压	3.2 V
4	标称容量	280 Ah (0.5C)
5	工作电压范围	2.5 ~ 3.65 V
6	循环次数 (成组) ≥ 80% 额定容量	> 5 000 次
7	工作温度范围	充电: 0 ~ 65 °C 放电: -35 ~ 65 °C
8	电池内阻	0.18 ± 0.05 mΩ
9	电芯重量	5.51 kg
10	自放电率	月 < 3.5%

本项目储能系统电池单元采用模块化设计,拟采用 3.2 V280 Ah 磷酸铁锂电芯,持续放电倍率 ≤ 0.5C,共由 14 个电池簇组成,每个电池簇容量为 358.4 kWh,每簇由 25 个电池模组 (1P16S) 和 1 个开关盒组成,每个电池模组由 16 个电芯通过串联构成,单簇串并联方式为 1P400S。每套集装箱共 14 簇并联 (14P400S),系统容量: 280 Ah × 3.2 V × 16 串 × 25 串 × 14 簇 = 5.018 MWh。采用标准 45 尺集装箱布置,集装箱内集成有温控、照明、消防、监控等系统。

3.2 储能变流器技术比选

储能变流器的功能和技术参数在不同的应用场合具有较大的差异,储能变流器在选型过程中应注意系统电压、输出功率、转换效率等参数^[2]。

1. 系统电压。即直流侧蓄电池组的电压。不同技术的储能逆变器,系统电压相差较大,目前大容量锂电池储能的变流器采用三相不带工频隔离变压器形式。得益于光伏逆变器的技术发展,储能变流器技术也得到大幅提升,众多厂家推出最高电压达 1 500 V 的 PCS。

在国内 1 500 V 储能系统已有较多成熟投运实例。

2. 输出功率。目前市场上应用的储能变流器主要有 250 kW、500 kW、630 kW、750 kW、1 000 kW、1 250 kW、1 375 kW、1 500 kW、1 725 kW 等规格,近年来 1 500 V 系统在大规模储能电站应用较多,相应地,1 375 kW 及以上储能变流器也逐渐成为市场主流。

本项目储能系统采用 35 kV 高压接入站内 35 kV 母线,需单独配置升压变压器,因此不考虑单机 250 kW 产品。500 kW、630 kW 储能变流器虽然成熟稳定,但是单位功率较小,度电成本较高。1 000 kW 以上的储能变流器单位功率密度大,在多机并联、黑启动、电网调频等方面都具有成熟的应用案例。根据目前主流产品的使用情况,结合本项目容量配置并考虑占地等各方面因素,选用较为成熟的单机 1 250 kW,1 500 V 电压等级的储能变流器。

4 储能系统方案设计

4.1 储能系统总体方案

储能系统除电池组及变流器 PCS 外,还包括高压箱、汇流柜、升压变压器以及控制保护、暖通及消防等其他辅助系统^[3]。

4.2 储能系统布置形式选择

电化学储能系统可采用户内布置和户外布置两种形式,目前国内外绝大部分项目均采用户外布置方式。本项目站址交通便利,形状规整,场地地势平坦,便于储能电池及附属设施的布置。因此,本项目储能电池集装箱和 PCS 均推荐采用户外单层布置方案。

4.3 储能系统集成设计

1. 储能电池集装箱。目前储能电池集装箱的型式有步入式和非步入式。步入式集装箱方案电池簇分两侧布置,中间设运维通道,整体空间利用率不高。非步入式电池集装箱方案实现了储能电池系统的能量密度提升,具有全维度安全操作,施工安装效率高,易运输等特点,是现阶段储能电站主要的技术路线之一。因此,本项目选择非步入式储能电池集装箱。

2. 储能变流升压一体机。储能变流升压一体机采用一体化设计,集成有 PCS、升压变等。集成系统在交流侧将 2 台 1 250 kW 储能变流器直接并联,然后通过 1 台双绕组干式变压器升压到 35 kV。整个储能变流升压系统采用平板箱式安装,系统集成化程度高,环境适应性强,方便现场安装调试及后期维护。

3. 集成方案设计介绍。本项目设备布置采用全集

装箱全户外布置方案, 150 MW/300 MWh 储能系统分为 60 个 2.5 MW/5.018 MWh 储能单元。每个储能单元采用一体化设计方案, 由 1 台储能变流升压一体机和 1 台 45 尺储能电池集装箱组成。

电池集装箱中包含 5.018 MWh 的电池柜、汇流柜、BMS 系统、消防系统、温控系统、正常和应急照明及其他集装箱辅助设备。储能变流升压一体机主要由 2 台 1250kW 储能变流器、1 台 2 500 kVA 升压变压器及其他集装箱辅助设备组成。

4. 集装箱热管理设计。目前, 储能电池集装箱热管理主要有风冷方案和液冷方案两种^[4]。风冷系统由空调、风道、内置冷却风扇、温湿度传感器等组成, 整个热管理系统采用主动风冷方式对储能系统进行温度控制。液冷系统由液冷机组、冷却管道、冷却液、温湿度传感器等组成。通过 50% 水和 50% 乙二醇溶液组成冷却液体带走热量, 保证电池运行在最佳的温度范围。冷却管道延伸至每一个电池包, 可提高冷量利用率和散热效率, 确保电池温度均一性。

电池液冷方式在效率和安全性上有优势, 能够延长电池的使用寿命, 本项目电池冷却方式选择液冷方式。

5. 储能电池集装箱消防系统设计。集装箱内选用全氟己酮气体灭火系统方案, 消防系统实时监测储能电池的运行温度, 一旦出现温度严重异常, 将提示报警甚至停止运行, 电池集装箱柜体、槽盒及线缆等设备材料需选用阻燃型, 集装箱内壁选用防火等级为 A 级的金属岩棉夹芯板, 厚度为 50 mm, 耐火极限不小于 1 h。电池集装箱消防系统采取联动设计, 当消防控制器发出报警信号时, 储能电池系统停止运行, 灭火系统启动工作^[5]。

5 储能系统控制及保护

5.1 电池管理系统

BMS 与电池紧密结合在一起, 对电池的电压、电流、温度进行实时监测, 同时还具有热管理、电池均衡管理、漏电检测、报警提醒, 报告 SOC&SOH 状态等功能。BMS 采用三级管理架构设计, 由电池管理单元 (BMU)、电池簇管理单元 (CMU) 和电池系统管理单元 (SMU) 组成。各个管理构架的功能如下:

1. 电池管理单元 (BMU): 内置在 PACK, 具有电压和温度采样、被动均衡等功能, 其采用无软件设计, 通过差分 UART 菊花链实现通信及控制功能。

2. 电池簇管理单元 (CMU): 内置在开关盒, 具有

SOC 计算、控制 BMU、控制主功率电路通断功能。

3. 电池系统管理单元 (SMU): 内置在直流配电柜, 具有环境监控 (选配)、控制 CMU, 控制主功率电路通断功能。

5.2 能量管理系统

能量管理系统 (Energy Management System, EMS) 是整个系统协调控制的核心。能量管理系统同时集成储能 PCS 和电池本体监控软件, 可以完成对电池本体的监测和对 PCS 的监控功能。电池储能监控平台用于电池储能系统的监视和控制, 协调储能系统的协调运行及系统接入, 实现电池储能系统的应用。

能量管理系统按无人值班管理模式设计, 监控网络采用双机双网冗余配置, 站控层设备与电池管理系统、功率变换系统、保护测控设备之间应采用以太网连接, 采用基于网络的通信协议。其中, 站控层与电池管理系统之间的通信协议采用 IEC61850、ModbusTCP/IP 等, 站控层与 PCS、保护测控设备等其他设备之间通信应采用 IEC 61850、ModbusTCP/IP 通信规约。储能电站能量管理系统布置在储能电站控制室。

6 结束语

主设备选型是大型储能电站设计过程中的重要环节。通过合理选择储能电池的电芯种类和容量可以提高储能电池系统的安全性, 降低初始投资。另外, PCS 的电压等级和功率大小对提高储能系统的转换效率和电网适应性具有重要意义。储能系统整体方案设计应依据“主流厂商主流产品”和“技术先进”原则, 优选已有大型工程应用业绩的产品, 同时注重系统可靠性和经济效益。

参考文献:

- [1] 王文亮, 秦明, 刘卫. 大规模储能技术在风力发电中的应用研究 [C]// 第十二届中国科协年会论文集, 2010.
- [2] 宋宽宽, 郭寅远, 陈卓, 等. 储能变流器效率提升研究 [J]. 现代电子技术, 2023, 46(13): 167-170.
- [3] 粟刚, 李科峰, 王辉, 等. 西藏高原地区光伏配套储能系统设计及运行研究 [J]. 四川电力技术, 2023, 46(03): 27-34.
- [4] 朱信龙, 王均毅, 潘加爽, 等. 集装箱储能系统热管理系统的现状及发展 [J]. 储能科学与技术, 2022, 11(01): 107-118.
- [5] 林力辉, 陈海龙, 黄华生. 福建基于柔直互联的馈线型微网工程应用 [J]. 海峡科学, 2022(07): 52-55, 88.