

规模储能技术在电驱压裂中的适应性分析

牟新明 聂 鹏 吴俊伟 陈跃龙 钟 山 乔汉杰

(阿奥艾斯能源科技成都有限公司, 四川 成都 610213)

摘 要:专用网电是国内压裂作业的重要保障。为了解决电驱压裂阶段性作业、高峰值用电、后期电网利用率低等问题,采用规模储能技术进行作业。分析电驱压裂作业中储能在削峰填谷、用电缺口补充、平抑电网波动、作为备用电源和容量等方面的需求,对比各类储能技术的优缺点、市场化程度、各项性能参数及经济因素。我国规模储能技术发展飞速,特别是电化学储能规模应用增长迅猛。其中,磷酸铁锂电池市场应用最为成熟,是目前电驱压裂应用储能系统的首选;液流电池更适合用于规模储能场景,可以应用于电驱压裂供电。在规模储能系统设计和选型过程中,应结合压裂施工特点施行。

关键词:规模储能技术;电驱压裂;电化学储能

中图分类号: TE357

文献标识码: A

文章编号: 1004-7948 (2024) 07-0104-03

doi: 10.3969/j.issn.1004-7948.2024.07.031

引言

车载柴驱压裂车是我国压裂施工作业的常规配置设备。随着深井/超深井勘探开发力度的加大,压裂工艺向高压、高砂比、大排量方向发展^[1-2]。常规车载柴驱压裂车在噪声、排放污染、能耗方面劣势明显,具有输出稳定性差、整体采购成本高等缺点,不适应国内压裂快速发展的需求。国内压裂装备供应商推出大功率、大排量、高压、电网集中供电的撬装式压裂装备^[3-4]。电驱压裂符合“小井场、大作业”和高效绿色压裂作业要求,得到各大油气田全力推进,在施工数量和规模上飞速发展,5 000/6 000型电驱撬成为新增电驱装备的主力机型^[5]。

随着大规模全电驱压裂井场建设的增多,油田现场电力供应不足和供电稳定性的问题日益突出,成为制约电驱压裂发展的关键问题^[6]。以70 000 HHP全电驱压裂平台为例,全电驱压裂平台现场所有配套设备全部为电驱。全电驱设备同时作业时最大用电负荷达30 000 kW,采用投建运模式建设35 kV供电专线,保障纯电驱压裂平台供电。目前全电驱压裂撬主要采用专用网电方式供电,适应大规模工厂化压裂施工作业要求。

1 压裂作业中电驱设备对储能的需求

1.1 电驱压裂的供电解决方案

目前,压裂现场供电主要采用燃气发电和电网集中供电,其中燃气发电分为区域集中供电和移动式平台供电两种模式^[6]。国内天然气资源相对不足,燃气发电成本高,但具备丰富的电力资源,特别是在电驱压裂作业集中的川渝地区,可在广泛分布的大容量变电站和220kV/110 kV高压输电网络的基础上,建设35 kV专用电网,为井区各平台提供电力供应。因此,国内电驱压裂宜采用“电网为主,燃气发电为辅”的供电模式,燃气发电可作为电网供电的有益补充。

全电驱压裂最高负荷可达30 000 kW,要求电网容量大。与居民用电相比,电驱压裂作业前后电量幅度变化大,属于阶段性、高峰值用电,在压裂施工完成后,后期电网的利用率较低,因此采用规模储能系统,能够有效解决电网利用率的问题。在电驱压裂用户侧,规模储能系统需削峰填谷;补充全电驱作业用电缺口;平抑电网波动,平滑输出;作为备用电源,在电网断电后,提供事故处理时间,保证压裂作业安全。

规模储能在电驱压裂施工中的应用如图1所示。

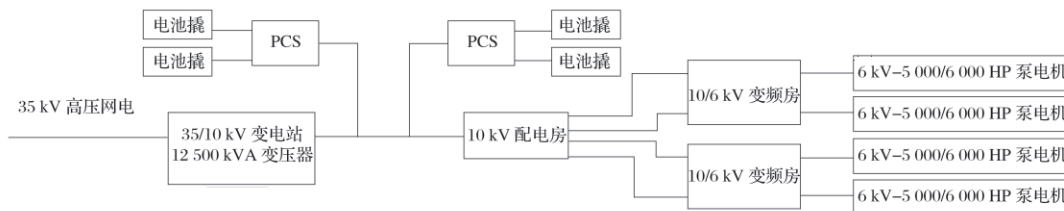


图1 规模储能在电驱压裂施工中的应用

作者简介:牟新明(1979—),女,硕士,正高级工程师,研究方向为陆上、海上油气装备新产品开发。

收稿日期:2024-03-17

引用本文:牟新明,聂鹏,吴俊伟,等.规模储能技术在电驱压裂中的适应性分析[J].节能,2024,43(7):104-106.

1.2 压裂装备储能系统容量计算

按标准井场配置，全电压裂作业配置5 000型电驱撬12台，SHS40型电驱混砂撬1台，CSGS-1200型电动混配撬1台，35 kV/10 kV移动式变电站3~4台，变频房8台，压裂供电总容量37 500kW。

储能系统容量考虑以下功能综合容量：

第一，削峰填谷。施工压力超压机组4.7 MW突加负荷，施工压力超压机组4.5 MW甩负荷。第二，备用电源。断电时负荷（10台）最大，为37.29 MWh，断电后维持施工30 min，考虑泵60%效率，考虑1.3供电系数，离网供电量14.5 MWh。第三，全电驱作业用电缺口补充。1~2万kVA。基于专线架设投资和道路运输限制，国内以35 kW专线电网25 MVA容量为标准架设专线，该专线电力容量适应14 m³/min，80 MPa工况需要，容量不足以储能补充。全电作业18 m³/min，100 MPa作业，供电动力需3万kW，缺口约1~2万kVA。第四，平滑输出。平抑电网波动10%。

综上所述，储能系统最大输出功率为17 MW，考虑70%的放电率，系统容量为20 MW。储能系统功率大于1 MW，属于大功率储能系统。需采用集装箱模块化设计，适应压裂设备经常搬迁的要求。

2 规模储能类型的适应性

2.1 规模储能技术分类及对比

按存储方式及工作原理的不同，储能系统分为化学储能和物理储能。化学储能主要包括氢、碳氢、碳氢氧及电化学储能^[7]。电化学储能主要以电池的形式应用，包括锂离子电池、液流电池、铅蓄电池和钠基电池等。物理储能装置主要包括压缩空气储能、飞轮储能、抽水蓄能等^[8]。

规模储能技术是时间长、功率大、可用于电网的大型储能技术。随着风光电能技术的发展，规模储能技术也需要快速发展。与常规储能相比，规模储能在安全应用、性价比和环境方面具有更高要求。

规模储能技术对比如表1所示。

表1 规模储能技术对比

储能方式	工作原理	转换时间	优点	缺点
抽水储能	利用上下水位落差进行势能 _与 电能的转换	时级	技术成熟，可实现大规模能量吞吐、运维友好、寿命长。	地理位置受限，建设周期长，转换效率一般(75%~80%)。
压缩气体储能	压缩气体存储能量	分级	寿命长，无毒害，成本低，维护少。	系统复杂，转换效率低(50%~70%)。
飞轮储能	利用电动/发电可逆双向电机进行机械能和电能的转换	分级	响应速度快，功率密度高，寿命长，转换效率高(90%)。	能量密度低，自放电率较高。
电化学储能	通过电池进行能量储存、释放和管理	秒级	相应速度快，转换效率高。	价格高，存在安全隐患，寿命短，回收难。
氢储能	电能与氢能的相互转换	秒级	不受地域，季节的影响。	成本高，转换效率低。

2.2 规模储能市场应用情况

目前，我国储能系统规模增长态势明显，各类储能技术进入规模化发展阶段。截至2022年底，国内电力储能项目装机规模累计达59.47 GW，同比增长37%。其中，抽水蓄能具备大规模能量吞吐优势，使其在规模上占绝对主力地位，累计装机总功率为46.1 GW，占比高达77.6%，新增规模为8.05 GW；电化学储能的规模次之，占比为11.8%，投运规模为1.87 GW/3.49 GWh，规划在建规模超过20 GW，市场潜力巨大。

从项目单体规模角度分析，百兆瓦级已成为当前常规项目规模。据CNESA统计，2022年国内有20多个百兆瓦级项目实现了并网运行，是2021年同期的5倍；规划在建中的百兆瓦级项目数超400个，其中包括7个吉瓦级项目。

在各储能类型中，电化学储能项目数量数与占比均增长较快，是国家发展规划中重点支持的攻关方向之一，锂离子电池是最具市场潜力的电化学储能技术。据CNESA统计，2022年，我国锂电新增装机规模已达到6 GW，是全球新增电化学项目最多的国家。

锂离子电池已经进入规模化快速发展阶段，全国各

地大型锂离子电池储能项目正加速落地：镇江储能电站、江苏南京江北储能电站、山东庆云储能电站、大唐内蒙古储能项目，均为近期落地的百兆瓦级以上磷酸铁锂电池规模电站。目前投运的项目时长主要为1~2 h，4 h以上的项目占比也逐渐增多，新疆、河北、青海、西藏等地均布局10 GW以上的项目。

目前，锂离子电池中三元锂电池和磷酸铁锂电池的应用及市场占比相当，随着三元锂电池不得用于中大型储能的要求出台，其在规模储能的应用场景受到限制，市场受到较大影响。

钒液流电池具有安全性高，寿命长、容量大的优点，其能量密度低，导致重量和体积较大，更适合规模储能应用场景。目前主要液流电池的发展进程对比结果显示，钒液流电池商业化进展最快。2022年，百兆瓦级全钒液流电池项目（大连液流电池储能调峰电站）并网运行，GW级全钒液流电池示范项目（承德全钒液流电池智能产线）正式开工，标志着全钒液流电池储能技术进入商业化应用。国内最大规模钠离子电池项目（三峡能源阜阳30 MW储能）在2022年成功落地。铁-铬液流电池“容和一号”首条量产线2022年1月投产；锌基液流电池

目前仍处于研究阶段。

3 规模储能效益的适应性

储能系统工程造价较高，其经济效益直接影响项目盈亏走向。需考虑包括全寿命周期成本、政策等在内的影响因素，综合考察各类储能技术在电驱压裂应用的适应性。

3.1 不同类型储能系统成本对比

储能系统费用主要包括设备初期采购、安装、调试费用，检修维护、运行耗能和退役处置等各项成本。以主流规模储能的铅酸、全钒液流和磷酸铁锂这3种电池为例，考察其系统效率、充放电效率、循环次数等各项参数对电池全寿命周期成本的影响^[9]。规模储能类型成本对比如表2所示。

表2 规模储能类型成本对比

类型	铅酸电池	全钒液流 电池	磷酸铁锂 电池
综合效率/%	76	75	90
充放电效率/%	60	100	90
循环次数/次	2 000	12 000	5 000
初期投资成本/(元/kWh)	1 000	3 000	1 500
维护成本/(元/kWh)	10	90	30
能耗成本/(元/kWh)	0.088	0.096	0.038
残值回收/(元/kWh)	2.08	1.73	0.20

注：电价取0.384元/kWh，年充电量6.6 MWh。

由表2可知，磷酸铁锂电池综合成本最低，铅酸电池最高，与市场中磷酸铁锂电池应用最为普遍的现状相同；铅酸电池初投成本最低，但由于循环次数低，综合成本最高；铅酸电池和全钒液流电池均具有较高的回收价值。

3.2 储能系统成本测算

以电驱压裂配置10 MW/20 MWh储能系统为例，采用磷酸铁锂电池，测算经济效益。

电池储能系统的设备包括储能电池、箱变一体机、箱变、PCS、EMS等。磷酸铁锂电池储能成本测算如表3所示。

表3 磷酸铁锂电池储能成本测算

费用类型	费用指标/(元/kWh)	占比/%
电池储能购置费	1 210	78.57
电池系统购置费	1 050	68.18
电池集装箱购置费	160	10.39
其他设备购置费	330	21.43
项目整体投资成本	1 540	100.00

由表3可知，电池储能系统的设备购置费是储能项目投资最重要的影响因素，其中电池集装箱的设备购置费占比最大。随着新能源汽车市场规模的不断扩大，锂电池价格整体呈下降趋势。近期由于锂电池的飞速发展，锂离子周期价格波动较大，在储能项目投资预算中，应

及时调整储能电池的价格，提高预算的准确性。

随着国内电驱压裂不断向规模化发展，在削峰填谷、应急电源、平抑电网波动、提高电网效率、优化资产组合方面的需求日益增强。国内储能系统制造商可加大先进储能技术追踪力度，积极转化成果，加紧布局电驱压裂市场。

4 结语

电驱压裂装备市场正迅速扩大，国内电驱压裂供电以“电网为主，燃气发电为辅”。电驱压裂属于阶段性、高峰值用电，后期电网的利用率较低，需配套储能系统。储能系统在电驱压裂专用电网中，具备削峰填谷；全电驱作业用电缺口补充；平抑电网波动，平滑输出；作为备用电源，在电网断电后，提供事故处理时间，保证压裂作业安全。通过计算压裂装备储能系统容量，结合电驱压裂常搬家的特点，应采用集装箱式可移动式规模储能系统。

我国规模储能技术发展迅速，装机总量和增加量均居世界前列。目前是我国储能技术发展的窗口期，以锂离子电池和液流电池为代表的电化学储能规模应用增长迅猛，其中磷酸铁锂电池在规模储能中应用成熟，是短期内压裂储能技术的首选。液流电池更适合用于规模储能场景，极具市场潜力。

不同的储能技术适用领域不同，应用场景的多种多样，多种储能技术将长期共存。电驱压裂对现场电力保障具有较高要求，规模储能系统设计和选型过程中，需综合考虑性能指标、经济指标、投资收益和消防安全。在压裂领域的应用，除了储能系统本身的性能参数需要考虑，其安全性、重量、占地及移运便捷性也需特别关注。

参考文献

[1] 董大忠,王玉满,李新景,等.中国页岩气勘探开发新突破及发展前景思考[J].天然气工业,2016,36(1):19-32.

[2] 曾义金,陈作,卞晓冰.川东南深层页岩气分段压裂技术的突破与认识[J].天然气工业,2016,36(1):61-67.

[3] 田雨,谢梅英.新型大功率电动压裂泵组的研制[J].石油机械,2017,45(4):94-97.

[4] 彭俊威,周青,戴启平,等.国内大型压裂装备发展现状及分析[J].石油机械,2016,44(5):82-86.

[5] 吴汉川.大型压裂装备应用问题解析及发展方向[J].石油机械,2017,45(12):53-57.

[6] 童征,展思强,刘颖,等.国内电驱压裂经济性和制约因素分析[J].国际石油经济,2020,28(7):53-62.

[7] 郑琼,江丽霞,徐玉杰,等.碳达峰、碳中和背景下储能技术研究进展与发展建议[J].中国科学院院刊,2022,37(4):529-540.

[8] 陈海生,李泓,马文涛,等.2021年中国储能技术研究进展[J].储能科学与技术,2022,11(3):1052-1076.

[9] 刘尧,储能参与电力调峰辅助服务经济性分析[J].安徽电气工程职业技术学院学报,2022,12(4):59-66.