

年均运行1139小时,平均利用率指数27%

## 电化学储能利用水平稳步上升

■本报记者 卢奇秀

## 核心阅读

行业从完善新型储能参与现货市场、辅助服务市场价格机制、提升设备可靠性和管理运维水平等方面发力,以实现储能的多重价值、对电力系统的高效支撑,并获取合理收益。

中国电力企业联合会(以下简称“中电联”)3月27日在第二届中国储能大会上发布的《2023年度电化学储能电站安全信息统计数据》(以下简称《数据》)显示,2023年,中国电化学储能电站平均等效充放电次数162次,平均出力系数0.54,平均备用系数0.84。

“此前行业对电化学储能建而不用,收益不及预期的质疑声很大。2023年,电化学储能电站利用情况整体基本平稳,几大核心场景有所好转。全年平均运行系数0.13,日均运行3.12小时,年均运行1139小时,平均利用率指数27%。”中电联

电动交通与储能分会副秘书长马晓光进一步介绍,具体到不同应用场景,工商业配储平均运行系数由2022年的0.4提升至0.59(日均运行14.25小时),平均利用率指数由2022年的45%提升至65%;新能源配储平均运行系数由2022年的0.06提升至0.09(日均运行2.18小时),平均利用率指数17%;独立储能平均运行系数0.11(日均运行2.61小时),平均利用率指数由2022年的30%提升至38%。

## ■摸清“家底”和运行水平

2023年6月,国家电化学储能电站安全监测信息平台正式上线应用,开展安全信息报送、风险隐患排查等工作,支撑行业全面摸清电化学储能“家底”及安全运行水平。

根据国家电化学储能电站安全监测信息平台汇集数据,截至2023年底,累计投运电化学储能电站958座,装机规模25GW/50.86GWh。2023年,新增投运电站486座,装机规模18.11GW/36.81GWh,总功率同比增长近4倍,超过此前历年累计装机规模总和。这意味着,已经投运的电化学储能装机相当于全国电源总装机的0.86%、新能源总装机的2.24%。其

中,2023年新增投运电化学储能装机相当于全国电源新增装机的4.91%、新能源新增装机的6.08%。

从区域看,新增投运总装机排名前十的省区依次为内蒙古、甘肃、宁夏、湖南、山东、新疆、湖北、安徽、贵州、广西,总装机约15.67GW,占比86.51%。其中,新增新能源配储装机8.28GW,主要分布在内蒙古、甘肃、新疆、山东等省区;新增独立储能装机9.26GW,主要分布在宁夏、湖南、山东、湖北等省区;用户侧累计投运0.7GW,其中工商业配置储能占用户侧装机的72.88%。2023年新增装机全部为工商业配置储能,主要分布在浙江、江苏、广东等省份。

《数据》分析,已投运的电化学储能电站逐步呈现集中式、大型化趋势,投运百兆瓦级以上大型电站装机12.81GW,占比51.23%。2023年,新增投运大型、中型、小型及以下电站总装机占比分别为54.89%、44.20%、0.91%。

从能效情况看,2023年电化学储能(仅电网侧)上网电量1869GWh,上网电量1476GWh,平均综合效率78.98%。2023年,电化学储能电站充电电量3680GWh,放电电量3195GWh,平均转换效率86.82%。

运行可靠性方面,2023年电化学储能电站整体安全运行良好,全年未发生重大

安全事故,可用系数达0.97。计划停运769次,单次平均计划停运时长91.29小时,单位能量计划停运次数9.99次/100MWh。非计划停运1030次,单次平均非计划停运时长29.12小时,单位能量非计划停运次数26.73次/100MWh。其中,电站关键设备、系统以及集成安装质量问题是导致电站非计划停运主要原因,非计划停运次数占比达80%以上。

## ■多措并举提升利用率

此外,中电联还对投运满1年电站的平均运行情况进行了统计。

在电源侧新能源配储电站领域,规模为5MW—10MW新能源配储电站平均运行情况相对较好,年均运行982小时,年均利用874小时,年均等效充放电156次,平均利用率指数22%。

如何提升储能电站的利用率?近两年,行业从完善新型储能参与现货市场、辅助服务市场价格机制、提升设备的可靠性和管理运维水平等方面发力,以实现储能的多重价值、对电力系统的高效支撑,并获取合理收益。

“现阶段,储能仍处于规模化发展初期阶段,技术创新、商业模式以及政策

支持还需不断完善。储能产业高质量发展需要深刻把握能源转型的规律,为新型储能从具备价值到实现价格创造条件。”中电联副秘书长刘永东指出,根据电力系统规划需求合理确定储能的规模和类型,提升储能电站利用水平。“同时,立足储能在电力系统中的作用和定位,结合当地新能源消纳、资源特性、网架结构、负荷特性、电网安全、电源结构等因素,以电力系统规划为龙头,有序引导建设节奏,避免资源重复配置。从优化电力系统运行、提高储能利用率等角度出发,鼓励新能源场站以租赁独立储能部分容量的方式落实调节资源的要求,逐步扩大独立储能、共享储能比例,提升调用友好性。”

“在目前机制下,部分地方政府虽然有补贴,但随着储能规模扩大,补贴难以持续,建立保障新型储能盈利的长效机制,完善电能量市场、辅助服务市场等机制尤为迫切。”刘永东指出,鉴于新型储能与抽水蓄能在功能与价值的统一性,建议开展新型储能容量核定研究,科学合理确定新型储能容量核定规则,理顺各类灵活性电源电价机制,出台新型储能的容量电价或容量补偿政策,推动各类灵活性资源合理竞争。

完成两个完整年度数据采集与分析

## 首个国家级光伏、储能实证实验平台结硕果

本报讯 记者朱学蕊报道 3月28日在国家光伏、储能实证实验平台(大庆基地)(以下简称“平台”)2023年度数据成果发布会上了解到,作为全球首个光伏、储能户外实证实验平台,自2020年底获国家能源局正式批复以来,该平台统一规划、分期实施,立足五年建成目标,目前已完成一期、二期建设,正在开展三期建设和四期方案设计,五期正在落实前期准备工作。

据负责平台建设管理的国家电投黄河上游水电开发有限责任公司党委书记、董事长姚小彦介绍,平台目前已完成2022年、2023年两个完整年度的数据采集与分析,从气象、组件、逆变器、支架、储能、系统等多维度积累大量客观全面、科学精准的实证数据和结论,并面向全行业共享实证实验成果,全面展现了平台的科学性、系统性、公正性和权威性,对产业发展、技术进步和成果转化发挥了重要作用。

“2023年度的数据成果,紧密围绕行业广泛关注的热点问题和迫切需求,逐年对比了各类设备在不同环境下的性能差异,验证了国产元器件与进口同类设备在各项技术指标上的异同。深入研究了太阳能、温度等气候资源与实际发电能力之间的关系,对背面辐照、温度系数等区域特

征影响因素进行了量化分析。”姚小彦说,经过两年的实证分析,平台积累了大量宝贵的数据资源,开展了面向行业、面向区域、面向电网的三大类型实证研究,提出了户外运行系统效率最高、成本最低的优化设计方案。

针对气象、组件、逆变器、支架、光伏系统、储能产品、光储系统,平台学术委员会主任谢小平分别介绍了典型高纬度、寒温带典型气候场景下的实证成果。

组件方面,从发电量特性角度看,N型高效组件发电较优,2023年全年TOPCon组件发电量最高,较IBC、PERC分别高1.16%、2.87%,与2022年实证结果基本一致;相同技术不同厂家组件发电量偏差最大达1.59%。从衰减率角度看,N型组件衰减率较低,TOPCon衰减在1.57%—2.51%,IBC衰减在0.89%—1.35%,PERC衰减在1.54%—4.01%,HJT组件衰减达8.82%。

逆变器方面,2023年全年组串式逆变器发电量最高,较集中式、集散式逆变器分别高1.04%、2.33%,与2022年不同技术路线逆变器实证结果一致。

支架方面,不同类型支架发电差异较大,双轴支架发电最优,2023年全年,双轴、垂直单轴、

斜单轴、平单轴(带10°倾角)、全维支架全年分别较固定支架发电量增益依次为26.52%、19.37%、19.36%、15.77%、12.26%。另外,柔性支架应重点关注支架结构、可靠性。

储能产品方面,不同技术路线、不同厂家储能电池从2023年8月正式投运以来,经一年半运行,充放电容量和充放电效率出现不同程度下降。另外,储能系统受温度影响较大,环境温度在5—20℃时系统效率最高,可达82.66%。

“经过两年实证分析,平台挖掘到一些行业应重点关注的问题。”谢小平介绍,基于2023年度数据成果形成6条建议,包括提高光功率预测准确率,优化组串内组件数量,高纬度寒温带地区推广应用带倾角平单轴,改进液流电池产品密封材料和工艺,优化双面组件系统发电量计算参数,以及改进光储电站设计及运行策略。

对于平台目前取得的成果,姚小彦表示,平台成立以来,先后发布7次高寒高纬度地区实证实验数据成果,承担8项前沿课题研究,许多新技术、新产品的首台套在平台广泛应用,为光伏、储能行业高质量发展和建设新型电力系统提供了有力的数据支撑和技术引领。

本报讯 记者林水静报道 动力煤价格近期下跌数日,已跌破850元/吨。秦皇岛煤炭网3月27日公布的数据显示,3月20—3月26日,环渤海动力煤价格指数报收于722元/吨,环比下行2元/吨。从环渤海六个港口交易价格的采集情况看,5500大卡现货综合价格为848元/吨,长协综合价格为708元/吨。业内人士认为,尽管连跌多日,但在“买涨不买跌”心态下,市场表现依旧较为疲软,后续煤价还将震荡下行,下跌底部或达去年低点的750元/吨左右。

资深煤炭行业分析师李廷表示,此轮下跌有季节性因素。“当前电煤日耗季节性下降,电厂库存不低,需求小。港口价格降,坑口价格同样趋弱下降。除动力煤外,其他部分煤种价格也在下跌。”

中国电力企业联合会近日发布的数据显示,3月15日—3月21日,纳入统计的燃煤发电企业日均发电量,环比3月8日—3月14日减少6.0%,同比减少8.1%;日均供热量环比减少32.6%,同比增长1.3%;电厂日均耗煤量环比减少8.2%,同比减少8.9%;日均入厂煤量环比减少3.3%,同比减少2.8%;电厂库存可用天数18.1天,环比持平。

中国煤炭市场网董事长冯雨表示,除季节性因素外,还有市场预期等因素影响。近期刚刚进入供暖季,电力耗煤下降程度快于预期,后期淡季时间相对较长,虽然价格已出现明显下跌,但是淡季预期下,市场避险心态浓厚,采购需求改善较慢。

不过,虽然煤价持续下跌,但当前煤企受影响相对较小。“对煤炭企业来说,煤价下跌意味着利润空间将受到压缩,部分煤矿销售压力也会增加,但由于煤炭行业的特性,短时价格波动对生产影响不大,暂时煤炭产量仍会维持高位。但若进一步下行,疆煤外运及高成本区域低卡煤供应或受到影响。”冯雨表示。

“对下游企业来说,一方面,煤价下跌有利于火电企业成本改善,提升盈利能力。另一方面,部分下游企业可能无法完全享受到煤价下降带来的好处。”冯雨进一步解释。

当前形势下,今年煤价走向将如何变动?

冯雨预计,今年煤炭价格中枢同比下移,但底部仍有支撑,同时,淡旺季特征将增强,下半年煤价表现将强于上半年。“国内安全监管严格约束煤炭产量,价格优势减弱或引发进口煤减量,煤炭供给端难有明显增长。而煤炭消费淡旺季特征明显,需求弹性相对较大,当前煤炭总体库存中位偏高,一旦需求改善,价格仍具有向上动能。”

基于此,冯雨建议,煤炭企业应密切关注市场动态,加强市场分析和预测,优化资源配置,提高煤炭生产效率和产品质量,增强市场竞争力。“加强与下游用户的合作,加强风险管理,并加大技术创新力度,以应对复杂多变的市场环境,实现稳健经营和可持续发展。”

“事实上,即便当前煤炭价格下跌多日,但煤企仍有盈利空间,降价还在可接受范围内。”李廷说。

## 淡旺季特征增强 煤价仍有向上动能

## 阳江核电年上网电量创国内核电站纪录



## 图片新闻

作为我国核电“规模化、系列化、标准化”发展标志性项目,广东阳江核电站商运10年来持续高端稳定运行,2023年成为国内首个年度上网电量突破500亿千瓦时的核电站。截至2023年底,该电站累计实现上网电量3385.86亿千瓦时,等效减少标煤消耗超1亿吨,减排二氧化碳约2.79亿吨,相当于造林约76.18万公顷。图为阳江核电站。 阳江核电/供图