

# 江苏镇江电网侧储能电站三种调控策略的分析

田雪枫<sup>1</sup> 陈震<sup>1</sup> 刘剑锋<sup>2</sup> 田靖桐<sup>3</sup> 董凌睿<sup>4</sup>

1. 国网镇江供电公司; 2. 国网哈尔滨供电公司;

3. 国家电网公司华北分部; 4. 中南大学新能源科学与工程学院

**摘要:** 2018年7月总体建设规模为101MW/202MWh的江苏镇江电网侧储能电站正式投入运行。本文通过分析储能电站的三种调控策略结合投运以来的运行数据, 介绍电网侧储能电站在调峰、调频和促进新能源消纳三个方面实际的应用成果, 以期能为后续开展的储能电站研究和建设提供实际经验和启示。

**关键词:** 电网; 侧储能电站; 三种调控; 策略分析

## 引言

由于镇江谏壁电厂三台机组停运产生的200MW的电力缺口, 引发镇江东部地区夏季高峰期间的供电压力, 镇江公司结合电网侧储能电站建设周期短、布点灵活的优势, 在镇江东部地区开展了电网侧储能电站建设<sup>[1]</sup>。镇江电网侧储能电站总体建设规模为101MW/202MWh, 是迄今已建成的世界规模最大、功能最全的电网侧储能电站。这批储能电站总计8座, 其中大港地区3座, 丹阳地区2座, 扬中地区3座。自2018年7月正式投运后, 储能电站充分发挥了电池储能系统调峰、调频、应急响应的作用, 支撑镇江东部电网度过了迎峰度夏的负荷高峰。本文旨在通过分析储能电站的三种调控策略, 结合投运以来的储能电站的运行数据, 介绍电网侧储能电站在供电系统生产中的实际成效, 以期能为后续开展的储能电站研究和建设提供实际经验和启示。

## 一、“日前调度计划”控制模式

“日前调度计划”控制模式具体是指, 类似于传统火电厂, 调控中心日前对储能站下发24小时出力曲线。实际运行时, 储能站便根据下发出力曲线调整出力大小。但与传统火电厂不同的是, 储能站能够发出电功率也能够吸收电功率。从电网的视角来看, 储能站是发电厂同时也是负荷, 能够扩大调峰范围、提高调峰灵活性。

具体的调度策略如下:

- A. 在用电低谷期, 储能电池进行充电, 吸收电网中多余的功率和电能。
- B. 在用电高峰期, 储能电池进行放电, 释放在低谷期储存的电能。
- C. 在充放电过程中, 应对其充放电功率大小进行控制, 以确保蓄电池和电力系统的安全稳定运行。

通过对访晋分区镇江东部电网负荷特性分析后可以发现, 电网用电高峰期出现在早晚时段, 负荷高峰点出现在晚段, 腰段负荷水平也较高。于是, 储能站在通常状态下采用“两充两放”(24小时内充电两次, 放电两次)或“一充一放”运行模式, 在突发情况下根据电网实际情况采用“多充多放”运行模式参与调峰。

自2018年7月18日投运至9月底, 镇江储能电站采用在正常工作况下按照“两充两放”的运行模式接受调度指令参与早、晚两峰调节, 充电时段为夜间2:00至6:00, 午间12:00至13:00; 放电时段早峰9:00至11:00, 晚峰20:30至21:30。在一个半月期间, 镇江储能电站共完成充电157次、放电149次, 最大充电功率94.59MW、最大放电功率99.38MW。在最大负荷日8月10

日, 如图1所示, 在22:00时镇江东部访晋分区最大网供负荷高达1997.56MW, 通过储能电站放电85.3MW, 使得该时段从访晋分区受电最大降为1912.26MW, 充分发挥了储能电站削峰填谷的作用, 有效缓解了镇江东部的供电压力。

## 二、新能源跟踪模式

在这种模式下, 调控中心结合新能源电站的计划出力曲线跟地区负荷特性制定储能电站的计划出力曲线。例如, 风电场跟光伏电站的计划出力曲线可以地区历年风速大小和光照强度进行预测。实际运行时, 储能电站的出力曲线应尽量接近计划出力曲线。该模式通过发挥储能电站持续充放电能力和充放电状态的快速切换性能, 抑制了新能源发电特有的反调峰性和波动性, 提高了新能源的电网接入性。

具体调度策略如下:

- A. 当新能源发电站的输出功率能够满足系统负荷时, 则发电站出力应先满足系统负荷, 多余出力便于给储能电站充电。
- B. 当新能源发电站的输出功率能够满足系统负荷时, 储能电站便将储存的能量释放, 填补电网用电高峰期出现的功率缺额。

目前, 在镇江扬中地区有三座储能电站共计28MW/56MWh用来提高该地区光伏发电的渗透率和消纳率。2019年春节期间, 这三座电站采取新能源跟踪模式。年三十(2月4日)至年初二(2月6日)由于天气晴朗、光照条件较好, 光伏发电出力大幅度上升。分析每日的出力曲线就会发现, 光伏出力峰值一般出现在每日正午, 而这时也刚好是用电负荷的最低谷, 光伏发电的反调峰性非常明显。为解决这种电能供需矛盾, 让储能电站在光伏出力大时进行充电、在负荷水平高时进行放电, 新能源发电的波动性和反调峰性会大幅度降低, 从而提高整个地区新能源的渗透率和消纳率。

## 三、AGC(自动发电控制)模式

储能电站以AGC(自动发电控制)模式, 参与大电网实时调节。在调频性能上, 储能电站比传统的调频机组有明显的优势。传统电源机组(水电机组、燃气机组等、燃煤机组)是由具有旋转惯性的机械器件组成, 所以在调频时会出现调节反向、调节偏差以及调节延迟等问题。但储能电站可以在1s内以99%以上的精度完成指定功率的输出, 其响应能力完全满足在AGC调频的时间尺度内的功率变换需求, 且不会出现上述传统机组的问题。

自2018年10月开始, 储能电站便以AGC(自动发电控制)模式, 根据设定响应优先级(依次为源网荷、一次调频、AGC)参与大电网实时调节。其AGC投运率高达93.36%, 日均站下发指令1800次/站, 指令响应正确率达到100%。运行结果表明: 储能AGC响应时间约为常规机组的1/15, 调节速率比常规机组快65至258倍, 控制精度误差约为0.43MW, 明显优于常规机组(约为1至2MW)。与日前调度计划控制模式相比, AGC控制模式能够提升江苏电网CPS考核指标。10月, 江苏电网的日均CPS1指标为154.72, 高于历史同期水平, CPS指标提升明显(2015至2017年10月CPS1平均值分别为143.70、145.33、143.58)。

## 四、结论

本文通过介绍储能电站的三种调控策略和其运行成效, 验证了电网侧储能电站能在调峰、调频和促进新能源消纳等多种场景下发挥重要作用。但在取得满意的成果同时也暴露了很多问题, 一是目前市场上能提供的储能电池容量还不够大、安全性还不够高, 二是提供储能站的设备厂商之间各项标准不统一, 三是储能站的后期运维、检修工作尚处于起步摸索阶段等。随着电网侧储能电站建设、运行经验的不断积累, 其在进一步提高新能源消纳率, 参与电力市场交易, 建设能源互联网等方面的研究还有待进一步开展。

## 参考文献

[1] 李建林, 王上行, 袁晓冬, 等. 江苏电网侧电池储能电站建设运行的启示[J]. 电力系统自动化, 2018, 42: 21.

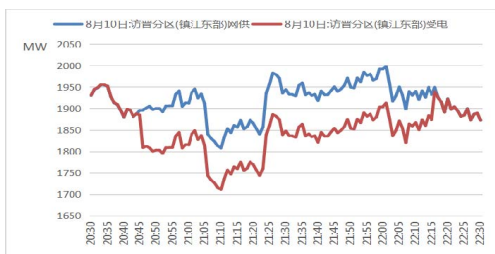


图1 2018年8月10日镇江东部访晋分区负荷曲线