

储能电站收入来源分析

胡 炜 海建康 张亚鹏
(国电投宁夏盐池能源科技有限公司)

摘要: 储能电站的收入来源主要包括峰谷套利、电力辅助服务、需求侧响应、容量补贴等。本文将所有收入来源进行归纳总结并分析,为储能电站盈利提供参考。

关键词: 储能电站; 峰谷套利; 电力辅助服务; 容量补贴

0 引言

在国家政策的大力支持下,风光产业迎来了巨大的发展机遇。据国家能源局统计,截至2023年4月底,我国风电、光伏发电装机总容量达到了8.2亿千瓦。但是风电、光伏在发电时存在很大的波动性和不稳定性,这严重威胁着电力系统的安全^[1]。为了保障电网的稳定运行,助力新能源消纳,储能电站走进大众的视野。储能电站具有充放电效率高、响应速度快、配置方便等优点,可以在短时间内有效迁移电力系统的能量,发挥出平峰填谷作用,降低电力系统故障风险,提高电力系统经济效益^[2]。根据相关部门预计,未来我国储能电站装机容量将持续增长,到2025年累计规模有望达到70GW左右。随着越来越多的储能电站装机运行,其收入来源也备受相关企业关注。因此,本文主要对储能电站应用场景和收入来源进行归纳分析并作出展望,以此来为储能电站的盈利提供参考。

1 应用场景分析

储能电站的应用场景非常广泛,根据需求场景的不同可归纳为三类:电源侧、电网侧和用户侧。而不同的应用场景可以发挥不同的作用^[3],如图1所示。

电源侧	电网侧	用户侧
		
调频 调峰 辅助动态运行 延缓新建机组 新能源自我消纳 可再生能源并网 可再生能源平滑出力	调频 调峰 电网黑启动 缓解电网阻塞 缓解电力缺口 延缓输配电扩容升级 受端电网紧急电源支撑	调频 电力自发自用 容量电费管理 参与需求侧响应 提升供电可靠性 提高分布式电源自发自用率

图1 储能电站应用场景

电源侧储能也叫发电侧储能或者供电侧储能。该类储能主要是各类发电厂为了保障电力系统平稳运行而建立的配套措施,一般建在各个光伏大基地、大型风电场、火电厂以及核电站旁。电源侧储能的应用于调峰调频、辅助动态运行、延缓新建机组、新能源自我消纳、可再生能源平滑出力、可再生能源并网等各个场景中。其中,可再生能源并网、新能源自我消纳及

可再生能源平滑出力是电源侧储能主要应用场景。这是因为光伏、风电等新能源发电厂的发电量受光照、风力强度的影响，存在波动性、间歇性以及不稳定性等缺点，从而导致新能源发电量十分不稳定，加大了对电网的冲击力度。而给新能源发电侧配备储能，在新能源发电过剩时，将多余的电量存储起来，减少弃风、弃光率；在用电负荷高峰期，将储存的电量并网后再放出去。这样不仅可以对可再生能源发电进行平滑控制，还解决了新能源发电消纳问题，对于推动新能源的高质量发展具有重大意义^[4]。

电网侧储能一般建立在公用电网变电站旁，主要应用在调峰调频、电网黑启动、延缓电网阻塞、缓解电力缺口、延缓输配电扩容升级、受端电网紧急电源支撑等场景。其中，调峰调频是电网侧储能主要应用场景。这是因为在用电负荷低谷时段，可以给储能电站充电，然后在用电负荷高峰时段进行释放，从而实现用电负荷的削峰填谷，维持发电和消纳之间的平衡。此外储能系统具备响应速度快的调频能力，当电网输出有功功率大于负荷需求有功时，系统频率会增

大，反之则会降低，从而达到调频的目的，有利于维持电网稳定运行^[5]。

用户侧储能主要安装在用户内部或者邻近场地，主要作用是减少电压波动对电能质量的影响，以此来保证供电安全稳定。该类储能主要应用在电力自发自用、容量电费管理、参与需求侧响应、峰谷价差套利、提高分布式电源自发自用率以及提高供电可靠性等场景。其中，电力自发自用是用户侧储能主要应用场景。对于安装光伏的用户，光伏白天发电，但白天用电负荷较低，容易造成资源浪费。通过配置储能可以将光伏白天所发电量存储起来，在夜间负荷较高时放出来以供自用，从而降低用电成本^[6]。

2 收入来源分析

目前国内电化学储能电站在电源侧、电网侧和用户侧等应用场景下的收入来源大致可分为政府补贴类和非政府补贴类两大类。

2.1 政府补贴类

表 1 列出 2022 年全国储能补贴政策。从表中可以

表 1 2022 年全国储能补贴政策

地区	补贴金额	主要内容
广东佛山顺德	10-30 万	购买储能设备，一次性补助 10-30 万不等
辽宁沈阳	投资额的 10%	光储充示范站按投资的 10% 奖励，最高为 50 万元/座
青海	0.1 元/kWh	新建新能源配储项目补贴 0.1 元/kWh，省产储能电池 60% 以上的项目，增加补贴 0.05 元/kWh
安徽合肥	0.3 元/kWh	1MW 以上新型储能补贴 0.3 元/kWh，连补 2 年，同一公司最高 300 万
陕西西安	最高不超过 50 万元	2021 年 1 月 1 日至 2023 年 12 月 31 日期间不低于 1MWh 的储能系统，按照储能设备实际投资额的 20% 给予投资企业补助，最高不超过 50 万
江苏苏州	0.3 元/kWh	苏州园区内的储能项目，补贴 0.3 元/kWh，补贴 3 年
广东高新	150 元/kWh	一次性 150 元/kWh，最高不超过 150 万
浙江	200 元/kWh 180 元/kWh 170 元/kWh	新型储能项目，2021 年起，逐年退坡补贴
宁夏	0.8 元/kWh	2022-2023 年建成的储能项目，充放电次数不低于 300 次，补贴 0.8 元/kWh
四川	230 元/kW	年利用小时数不低于 600h，补贴 230 元/kW，最高 100 万，连补 3 年
安徽芜湖	0.3 元/kWh	0.3 元/kWh 补贴，最高补贴 100 万元，2023 年 12 月 31 日前投产的项目，单个项目补贴年限为 5 年
深圳	0.2 元/kWh	1MW 以上新型储能补贴 0.2 元/kWh，连补 3 年，同一项目最高 300 万

看出，全国各地的补贴力度十分大，这也反映出了我国大力发展储能电站的决心。随着补贴政策的相继出台，储能电站的发展将会更加繁荣。

2.2 非政府补贴类

非政府补贴类主要包括峰谷套利、电力辅助服务、容量租赁、需求侧响应、能量时移、源网储整体转移支付等。

2.2.1 峰谷套利

图2显示峰谷套利示意图，可以在用电负荷低谷时段，以便宜的电价给储能电站充电；在用电负荷高峰时段，把充满的电以高电价放出去向用电负荷供电，从而实现峰值负荷的转移并从峰谷电价差中获取一定的收益^[7]。

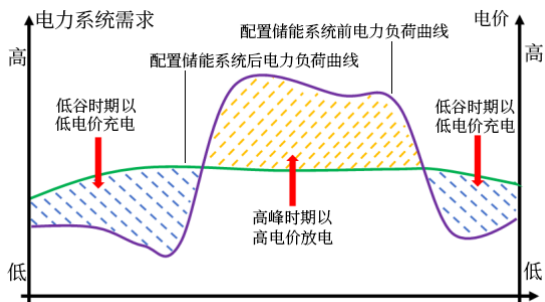


图2 峰谷套利示意图

目前，我国对工商业用电实行分时计算电价制度，根据用电负荷的大小将一天划分为高峰、平段、低谷等时段，其中高峰时段电价最高，低谷时段电价最低。随着近几年新能源行业的快速增长，为了带动储能电站发展，各省开始主动拉大峰谷电价差。据CNESA数据统计，2023年上半年我国大部分省份峰谷电差价相较于上年同期在持续增长，电差价超过0.6元/kWh的省份高达22个。数据显示，工商业发达地区的峰谷电差价一般较大，如广东省（珠三角五市）的峰谷电差价达到了全国最高的1.352元/kWh，因此对于工商业发达地区的储能电站，通过峰谷电价差获取收益，效益十分显著。而对于云南等地，因为峰谷电价差较

低，所以经济效果较差。研究表明，当峰谷电价差达到0.7元/kWh，储能的收益率可以达到10%。

2.2.2 电力辅助服务

电力辅助服务是指除正常电能生产、输送和使用外，为维护电力系统的安全稳定运行，保证电能质量，由发电企业、电网经营企业和电力用户所提供的服务^[8]。主要分为无功、有功和黑启动三类（见图3），其中无功包括有偿无功调节和基本无功调节，有功包括调频、调峰及备用服务。

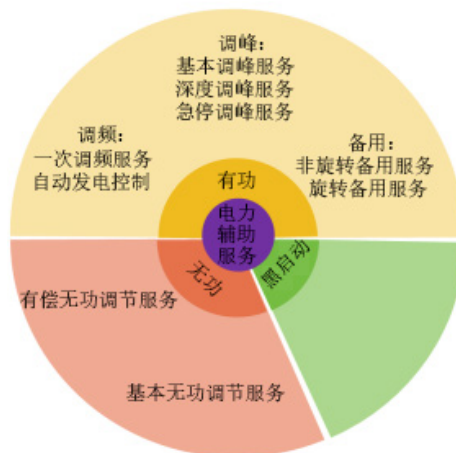


图3 电力辅助服务

在所有电力辅助服务当中，调峰的收入效益最为显著，目前已在全国范围内进行推广。表2列出了全国各个省市出台的调峰补偿政策。从表中可以看出，调峰收入主要是按调峰电量给予充电补偿，各省的补偿价格不一，几乎都处于0.1~1元/kWh之间。

以宁夏回族自治区某200MW/400MWh储能电站为例。根据《自治区发展改革委关于加快促进储能健康有序发展的通知》规定，参与调峰服务的储能电站原则上每年调用完全充放电次数不低于250次，调峰补偿价格原则上处于火电深度调峰交易第一、二档价格之间（380~960元/MWh）。倘若按照500元/MWh的价格计算，除去电量损耗，200MW/400MWh储能电站一年参与调峰的收入可以达到四千多万。

表 2 各省调峰补偿政策

序号	省份	政策文件	调峰补偿价格
1	新疆	新疆电网发电侧储能管理暂行办法	发电侧储能 0.55 元/kWh
2	青海	青海省电力辅助服务市场运营规则	储能参与电网调峰 0.5 元/kWh
3	宁夏	自治区发展改革委关于加快促进储能健康有序发展的通知	原则上处于火电深度调峰交易第一、二档价格之间 (380~960 元/MWh)
4	安徽	安徽省电力调峰辅助服务市场运营规则 (试行)	发电侧储能调峰报价上限按火电深度调峰限额执行
5	湖南	湖南省电力辅助服务市场交易规则 (试行)	深度调峰: 上限 200 元/MWh 紧急短时调峰: 上限 600 元/MWh
6	江苏	江苏电力辅助服务 (调峰) 市场交易规则	处于 200~900 元/MWh 之间
7	东北	东北电力辅助服务市场运营规则 (暂行)	发电侧深度调峰: 400~1000 元/MWh 用户侧储能与新能源双边交易: 100~200 元/MWh

2.2.3 容量租赁

容量租赁是指一些新能源电站在没有配置储能容量的前提下,为了获得配置储能容量,和具有一定容量租赁服务的储能电站进行合作,租赁其容量。容量租赁是一种合作共赢的商业模式,储能电站可以从中获得一定的租金,而新能源电站在获得配置储能容量的同时还可以降低自身资产投入^[9]。因此宁夏、河南、新疆等地陆续发布了关于储能容量租赁的指导价格。

以宁夏回族自治区为例。自 2021 年宁夏回族自治区发改委在《关于加快促进储能健康有序发展的通知》中明确规定区内所有新能源项目储能配置比例不低于 10% 起,储能容量租赁招标市场迅速活

跃了起来。截至 2023 年 6 月,宁夏储能容量租赁招标规模已达 216.2MW/432.4MWh。根据相关数据显示,2022 年宁夏储能容量租赁中标成交价格高达 320 元/kW·年,而到了 2023 年,中标成交价格普遍在 230~280 元/kW·年之间,价格下降归因于越来越多储能电站的建立。

2.2.4 需求侧响应

需求侧响应是指企业在电力用电紧张时,主动减少用电,通过削峰等方式,响应供电平衡,并由此获得经济补偿^[10-11]。表 3 列出了北京、湖南、湖北、江苏四地发布的关于需求侧响应的政策性文件。可以看出,储能电站通过需求侧响应可以获取相当可观的收益。

表 3 各省需求响应补偿政策

序号	省份	政策文件	响应补偿价格
1	北京	北京市电力需求侧管理试点工作财政奖励资金管理暂行办法	对通过主动需求响应临时性减少的高峰电力负荷项目,按照响应时间 (24h、4h、30min) 签订合同,奖励标准分为三档: 80 元/MWh、100 元/MWh、120 元/MWh
2	湖北	湖北电力需求响应实施方案 (试行)	响应补偿价格最高为 20 元/kW·次
3	湖南	关于做好 2021 年迎峰度夏有序用电和需求响应有关工作的通知	响应补偿价格不高于 2 元/kWh
4	江苏	关于开展春节期间电力需求响应工作的通知	采用竞价模式,0:00-8:00 时段相应激励标准为 5 元/kW,11:00-17:00 时段相应激励标准为 8 元/kW

2.2.5 能量时移

能量时移简单来说就是对光伏发电的“削峰填谷”。光伏发电受自然光照影响具有很大的间歇性和波动性，在光照强度充足的时候，未配置储能系统的光伏发电量会超出负荷消耗，此时多余的电会以低价送入电网；在光照强度不足的时候，光伏发电供给负荷电量不够，用户又需要以高价向电网购电来给负载供电，因此用户在这种情况下用电成本并未得到最大化的降低。倘若给配置光伏的用户配置储能系统后，可以做到能量时移（见图4），上述问题也会迎刃而解。在光伏发电输出较大时，将多余的电暂时存储到储能系统中，在光伏发电输出不足时，再将之前存储的电释放出来供负荷使用，因此能量时移可以最大化提升光伏发电的自发自用比例，从而降低用电成本。

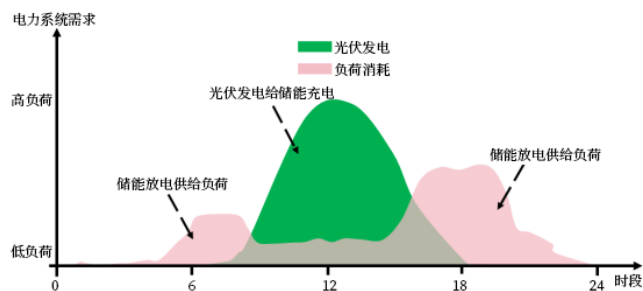


图4 能量时移示意图

3 结束语

储能电站因其灵活性、稳定性和可靠性在电力系统中扮演着重要作用。目前已广泛应用于电源侧、电网侧和用户侧。本文针对储能电站，包括峰谷套利、电力辅助服务、容量租赁、需求侧响应、能量时移以及政府补贴等在内的几类收入来源进行总结，分析了其经济可行性，为储能电站的盈利提供了有效参考。

参考文献

- [1] 张亚丽. 基于风光互补联合发电系统的研究 [J]. 电工技术, 2021 (21): 77-78, 82.
- [2] 高欣, 王若谷, 高文菁, 等. 基于运行数据的储能电站电池组一致性评估方法 [J]. 储能科学与技术, 2023, 12 (9): 2937-2945.
- [3] 唐葭淳. 基于模型预测控制的电网侧储能电站多应用场景日前-日内运行方法研究 [D]. 重庆: 重庆大学, 2022.
- [4] 周鹏程, 邱锋凯. 风电场中储能电站应用场景及经济效益分析 [J]. 山东电力技术, 2021, 48 (2): 11-16.
- [5] 张江丰, 苏焯, 孙坚栋, 等. 电网侧电化学储能电站 AGC 控制策略优化及试验分析 [J]. 电力科学与技术学报, 2022, 37 (2): 173-180.
- [6] 蔡伟, 张鑫, 张科杰, 等. 用户侧储能安全技术分析 [J]. 供用电, 2021, 38 (8): 3-11, 31.
- [7] 保伟中, 王一依, 唐志军, 等. 储能电站盈利模式及运营策略优化研究 [J]. 电气技术与经济, 2022 (5): 36-39.
- [8] 姚福明, 廖逸韩, 史云翔, 等. 考虑水光互补系统参与电力辅助服务的短期优化调度 [J/OL]. 现代电力: 1-10[2023-10-12].
- [9] 封开, 杨祎朦. 独立储能容量租赁市场关键影响因素分析 [J]. 中国电力企业管理, 2023 (19): 60-62.
- [10] 马丽, 李伟, 裴玮, 等. 含高比例光伏配电网中计及需求侧响应的混合储能配置优化 [J/OL]. 高电压技术: 1-9[2023-10-12].
- [11] 李鸿曦, 贺润涵. 电力客户需求侧响应效益分析与研究 [J]. 农电管理, 2024 (1): 76-77.

(收稿日期: 2024-03-11)