

# 新型电力系统下储能技术的应用场景及商业模式研究

黄艾熹, 王俐英, 曾 鸣, 祝金荣

(华北电力大学经济与管理学院, 北京 102206)

**摘要:**“双碳”目标的提出,对现有的能源体系产生了一定影响,传统能源体系需要向清洁、低碳方向进行转型与升级。储能技术是能源体系转型的重要支撑,能够进一步规避间歇性能源对电网的冲击,提高电力系统的经济性与安全性,提升电网运行的可靠性。针对新型电力系统下储能技术的应用场景及商业模式,结合当前能源发展要求与方向,深入探讨了储能技术的分类和特性,分析了储能技术在发、输、配、用电领域中的应用场景,并提出现阶段及未来可行的储能商业模式,从而推进电力行业绿色低碳高质量发展,确保能源体系转型下电网的安全稳定运行。

**关键词:**新型电力系统; 储能技术; 应用场景; 商业模式

**中图分类号:** TM 464 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2024)01-0043-07

**DOI:** 10.16527/j.issn.1003-6954.20240107

## Research on Application Scenarios and Business Models of Energy Storage in New Power Systems

HUANG Aixi, WANG Liying, ZENG Ming, ZHU Jinrong

(School of Economics and Management, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

**Abstract:** The proposal of "dual carbon" goal has had a certain impact on the existing energy system, requiring the transformation and upgrading of the existing traditional energy system towards a clean and low-carbon direction. Energy storage is an important support for the transformation of energy system, which can further avoid the impact of intermittent energy on power grid, improve the economy and security of power system, and improve the reliability of power grid operation. Therefore, the development of energy storage is crucial. Based on the current energy development requirements and directions, the specific classifications and characteristics of energy storage are deeply discussed, the application scenarios of energy storage in the fields of power generation, transmission, distribution and consumption are analyzed, and a viable energy storage business model at the present stage and in the future is proposed, so as to promote the green, low-carbon and high-quality development of power industry and ensure the safe and stable operation of power grid under the transformation of energy system.

**Key words:** new power system; energy storage; application scenarios; business model

## 0 引言

中国一直将能源安全作为维系国家社会和谐稳定、经济快速发展的关键战略性问题。以新能源为核心的新型电力系统,其多能互补的特征打破新能源发展瓶颈,其多态融合的特征打造了更多新场景、新业态,具多元互动特征的产消者进一步涌现。然而,随着集中式和分布式新能源的大规模并网,以及跨区域负荷的大量集结、新能源发电和消纳格局的

巨大变化,传统调控方式已经很难满足新能源发电、消纳的需求。

当前,风电、光伏发电容量在电力系统中所占比例持续增加,大规模随机性电力的集中接入使得电网在功率平衡和稳定控制等方面的问题日益复杂,使电力系统的安全运行面临极大的挑战<sup>[1]</sup>。而具有快速响应能力的储能技术的接入能够有效实现电力系统在各种工况下功率和能量的平衡。储能技术的发展,对改善电网特性以及实现风电、光伏大规模并网有重要作用。截至2022年年底,全国已投运新

型储能项目装机规模达 8.70 TW<sup>[2]</sup>, 比 2021 年年底增长 110% 以上, 未来还有逐渐上升的趋势。分省域来看, 截至 2022 年年底, 山东、广东等沿海城市以及宁夏、内蒙古等西北部沿海城市的储能项目建设如火如荼, 累计装机规模和新增装机规模排名均排在全国前列<sup>[3]</sup>, 在国家日益重视新能源建设的基础上, 通过沿海以及西北内陆地区的以点带面, 带动储能项目建设蓬勃发展。新的技术路线、技术创新层出不穷, 但发展还有一些问题须解决, 如: 政策缺少长效机制, 收益存在很大不确定性; 储能电站成本居高不下; 标准体系尚未形成等。

中国电网原储能模式以抽水蓄能为主, 但其地理位置和调节能力均有限制, 近几年的发展速度有所放缓<sup>[4-5]</sup>。发展具有适用范围广、适应性强等特点的新型储能, 对于应对高比例可再生能源、高比例电器电子设备以及高比例分布式能源的新一代电网发挥着至关重要的作用。开展储能技术的发展及应用研究, 对于匹配新型电力系统的建设进程, 助力中国“双碳”目标的实现具有重要意义<sup>[6]</sup>。因此, 下面对新型储能技术进行分类梳理, 详细阐述其在电力系统发、输、配、用电领域的应用场景, 并研究未来可行的储能商业模式。

## 1 储能技术分类及特性

储能的形式有很多种, 根据能量的转换形式, 储能可分为电气储能、电化学储能、热储能以及机械储能。

### 1.1 机械储能

#### 1) 抽水蓄能

抽水蓄能是一种将抽水和发电结合在一起, 将势能和电能相互转化的能量储存方法。抽水蓄能电站的建设周期为 6~8 年; 运行效率全站为 75%; 成本为 0.15~0.25 元/kWh<sup>[7]</sup>。而其缺点在于建造受地理条件限制, 具有合适落差的高低水库通常远离负荷中心。

#### 2) 压缩空气储能

压缩空气储能, 工作原理是: 利用电网的非高峰期, 将空气压缩并储存在枯竭井、大型地下洞室、蓄水层里; 在用电高峰期, 以一种特殊构造的燃气涡轮机, 释放储存的压缩空气进行发电。压缩空气蓄能系统具有运行周期长的特点。该系统建设、运营费

用低廉, 经济实用, 安全可靠。但是, 这种方法对储气库的选择有很大的限制, 目前仅局限于试点项目, 尚未达到广泛的商业可行性。

#### 3) 飞轮储能

飞轮储能是利用能量转换的原理, 依靠电动机带动飞轮以高速度旋转储能, 再利用旋转飞轮带动发电机发电, 实现能量转换的储能方式。作为一种新型的物理储能方式, 飞轮储能与传统化学电池相比, 具备有以下特性: 充放电迅速, 整个系统的充/放电过程在极短时间内就可完成, 飞轮储能系统效率约 90%<sup>[8]</sup>, 工作效率较高。尽管飞轮具有潜在的应用场景, 但由于能量密度低且价格昂贵, 因此不适合在大型城区实现。

### 1.2 电磁储能

电磁储能包括超导磁储能及超级电容器储能, 属于功率型储能技术。

#### 1) 超导磁储能

超导磁储能是一种利用超导线圈将电能转换为磁能进行储存, 并在电网需要时迅速释放的储能方式, 其功率输送的速度是极快的, 可以达到毫秒级。鉴于其转换与循环的效率相对较高, 具有较高的比容量及功率密度。

#### 2) 超级电容器储能

超级电容器具有循环效率高, 能够快速充放电的特点。利用超级电容器储能具有高功率密度及高循环次数且工作温度限制少等优点, 其特点是运行时间短、负载平稳、峰值电能质量好。但限制其应用的关键在于较低的能量密度、较高的自放电速率和较高的成本。

### 1.3 蓄热

蓄热是指通过相应的装置储存热力学能(热)。蓄热器主要是以水为载热体间接储蓄热的蒸汽, 蓄热器中的水有两个作用, 一是作为介质满足蒸汽和水进行热交换, 二是作为储存热能的载热体。蓄热具有较低的体积能量密度, 因此需要大容量才具有经济性。由于存在热量损失且无法长期储存热量, 因此在空间有限的城市网格规模应用中, 其有效性会降低。

### 1.4 电化学储能

化学储能通常是指电池储能, 在储能效率、储放电速率及储能密度方面具一定的优势。目前在电网规模化应用中广泛采用铅酸电池、钠硫电池、锂电

池、液流电池,每一种都有不同的化学性质和市场成熟度。

### 1) 铅酸电池

目前,铅酸电池在中国的后备电源行业得到最广泛的应用。铅酸电池优点为储能容量大,成本相对较低廉,维护成本低;缺点为储能密度相对低、循环寿命较短、自放电率高,具有重金属污染,放电深度问题等。

### 2) 锂电池

与铅酸电池相比,锂电池在充放电效率、安全性、能量密度方面都有很大的优势,可以采用串联和并联的方式实现高压和高容量。因此锂电池越来越成为储能应用的首选电池,并且由于其具有灵活的伸缩性,能够服务于小型微电网到大型能源存储系统等不同网格规模的电网和分布式应用。但是锂电池在使用寿命上还存在明显缺陷<sup>[10]</sup>。

### 3) 钠硫电池

钠硫电池具有较高的能量密度和充放电效率,以及较低的运行成本、较小的占地面积且易于维护而备受瞩目。然而,钠硫电池存在放电深度低、循环寿命短等问题,且需在 300 °C 以上的高温条件下才能保证安全运行。

### 4) 液流电池

液流电池具有高功率的输出,可以进行能量转换且传输安全稳定,可进行深度的放电与大电流放电,并不需要进行特殊保护。液流电池可用于稳定新能源发电的波动,辅助调峰;但是与其他成熟技术(如锂离子)相比,其能量密度差、占地面积大、成本高,使得液流电池在分布式应用中不太理想。

综上所述,将储能技术的分类及特性进行总结归类,如图 1 所示。

## 2 储能技术应用场景研究

截至 2023 年 8 月底,全国累计发电装机容量约为 2.76 TW,同比增长 11.9%。其中,太阳能发电装机容量约为 510 GW,同比增长 44.4%;风电装机容量约为 400 GW,同比增长 14.8%<sup>[11]</sup>。

可再生能源的大规模接入,加大了发电端出力的波动性,也对电网的承受能力提出挑战,新能源稳定并网需要配备调峰、调频装置,储能在其中将发挥至关重要的作用。

2021 年 7 月中国明确提出到 2025 年储能装机规模达到 30 GW 以上<sup>[12]</sup>,随后出台了相关储能支持政策,确定了储能市场配置比例以及新型储能发展实施方案。中国储能市场日趋完善,集中式电站配置储能基本已成定势,未来分布式电站有望相应配置储能。随着 2021—2025 年风光装机容量的扩大,预计各地的储能保障政策会进一步扩容,推动储能规模的扩张和行业发展。

### 2.1 发电领域

从发电侧的角度看,储能的需求终端是发电企业。由于不同电源对电网的冲击程度不同,且负荷端的不确定性会造成源用动态失配,因此电源侧的储能需求场景呈现多样化,如平滑电源输出、负荷跟踪、系统调频等。

#### 2.1.1 应用场景

##### 1) 平滑电源输出

运用储能技术,将发电厂低谷电量进行储存并在高峰时段释放,整体提高机组的利用率;根据新能源的发电特点,将新能源弃风、弃光时段的电量进行储存,在电网有需求时段释放,降低新能源弃风、弃

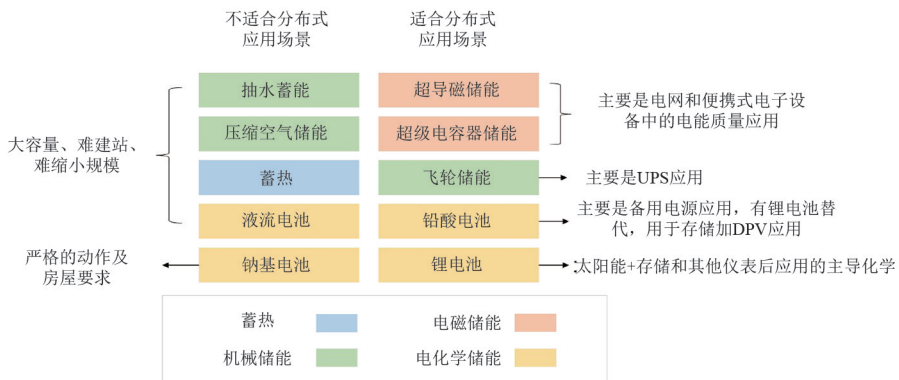


图 1 储能技术的分类及特性

光、弃水率等。通过毫秒级响应速度,储能系统可对光伏、风电等新能源进行跟踪计划出力,平滑电能输出功率,保证电网的功率平衡和运行安全,达到削峰填谷的目的。

同时,利用储能系装置削峰填谷后,可减少火电机组调峰成本。火电机组承担调峰任务时必须预留一定的发电容量,以满足对应的峰值负荷需求,这导致火电机组不能满发增加机组运行的额外成本。利用储能系装置削峰填谷后,可以减少负荷峰值,释放燃煤发电中一定容量的装置,提高燃煤发电的利用率和经济性。

### 2) 负荷跟踪

负荷跟踪是通过调节储能输出功率,快速完成电网用电侧与发电侧的电能平衡,实现调峰运行的一种辅助服务。电力负荷根据发电机运行的实际情况细分为基本负荷和爬坡负荷。负荷跟踪则主要应用于爬坡负荷,合理地负荷跟踪调整就能让传统能源机组平稳过渡到调度指令水平。

### 3) 系统调频

发电及用电设备想要持续稳定高效长久的运作,就必须把频率波动维持在一个稳定区间,因此频率调节至关重要。在传统能源结构中,电网短时间内的能量不平衡是由传统机组(主要是火电和水电)通过响应自动发电控制(automatical generation control, AGC)信号来进行调节的。由于传统能源电网无法应对新能源并网发电带来的电网调度问题等的挑战,也无法满足“双碳”下的电网需求。相比之下,储能装置由于响应快速、运行灵活,可以满足系统运行的调频需求而产生动态效益,成为适配新电网需求的调频资源。

#### 2.1.2 发电侧储能配置要求

近年,各省在新增发电项目时对配置储能系统提出了要求,总体配储比例为新建装机容量的5%~10%,连续放电时长为2~4 h。除少数省份只对部分项目配储或鼓励性配储外,90%以上的地区都提出强制性配储要求,如表1所示。现实需求和政策推动是未来几年国内储能装机的主要驱动因素。

### 2.2 输配电领域

在输电领域中,利用储能技术实时配合电力负荷波动,可快速缓解负荷与发电之间的供需矛盾,通过快速的充放电实时调整频率波动。在稳定电压方面,储能技术能在电网有功功率变化时维持电压的

稳定,可大幅提高电能质量。同时,通过储能技术可在输电阻塞的区域提供暂时的电能储存,助力消纳当地的可再生能源,缓解输电阻塞、减缓电网投资。储能技术在输配侧的应用场景主要为:

表 1 各地区配储要求

省级行政区	配置要求	省级行政区	配置要求
河北	10%	安徽	10%, 1 h
山西	5%~20%	福建	10%
辽宁	10%~15%	江西	10%, 1 h
吉林	部分, 10%	山东	10%, 2 h
江苏	鼓励	河南	10%, 2 h
浙江	鼓励	湖北	10%
湖南	10%~20%, 2 h	青海	10%, 2 h
海南	10%	内蒙古	15%, 2~4 h
贵州	10%	广西	5%~10%, 2 h
云南	鼓励	宁夏	10%, 2 h
陕西	10%~20%, 2 h	天津	10%~15%
甘肃	5%~20%, 2 h	新疆	10%~15%, 2 h

资料来源:各地方政府网站,中国证券研究部

1) 电网调峰:储能系统通过高储低放实现发电和用电解耦以及负荷灵活调节,达到削减负荷峰谷差,实现电力系统负荷水平控制和负荷转移等。

2) 缓解输配电阻塞:安装在电网线路上游的储能系统,可以在电网线路阻塞时储存过剩的电能,后续当负荷不足时及时放电,补足缺少的容量。

3) 延缓输配电设备扩容时间:对在高峰特定时段出现自身容量不足以支撑负荷水平时,客户侧储能可缓解用电缺口,既满足电网负荷侧的需求,也一定程度延缓配电网升级改造时间,推迟了输配电网的基础设施投资,有效减缓电网扩容速度。对有直流电源需求的用户,建设储能设备并与不间断电源组成联合装置,可实现正常供电,确保开关元件正常工作。

4) 无功支持:无功支持是在发电侧和输配电侧提升电能质量的方式。在动态逆变器、通信和控制设备的帮助下,电池可以通过调节输出的无功功率来调节输配电线路的电压,确保电网线路的电压稳定、安全、可靠运行。

### 2.3 用户端的应用场景

将能量存储技术运用到用户端,能够达到节能降耗的目的。结合分时电价,用户利用储能设备在电价较低时存储、电价较高时释放电能,有效平抑峰谷负荷及电费。在用电容量方面,利用储能设备移

峰填谷,减少了变压器或其他输配电设施的最高负荷需求,降低了容量费用。

用户侧储能电站主要应用场景包括大用户峰谷差套利、促进分布式能源消纳、提升用能质量和参与需求响应等。大用户峰谷差套利是在利用峰谷电价差实现用户侧的盈利。微电网系统中有较大比例的分分布式新能源电源,配置储能系统可以调节发电与负荷之间的平衡,最大化地利用可再生能源。提升用能质量的储能可以通过电力电子器件的控制,利用储能冗余容量改善生产过程中出现的功率因数低、电压不平衡等电能质量问题。需求响应储能系统通过高储低放参与需求响应,获得补贴或优惠电价。随着未来需求侧管理政策的完善,需求响应带来的效益也将进一步增加。

综上,储能技术在发、输、配、用电场景可简要汇总如图 2 所示。

### 3 储能技术可行商业模式研究

#### 3.1 峰谷套利

峰谷套利是目前最主要最流行的商业模式,是根据峰谷分时电价,利用储能设备在谷时储能峰时释放,通过电价差除去转换损耗后获取收益。国家发改委在 2021 年印发的《关于进一步完善分时电价机制的通知》,明确提出:当系统峰谷差率大于 40% 的地方,峰谷电价差不得低于 4 : 1,其余地区不得低于 3 : 1;尖峰电价上浮比例不得低于 20%<sup>[13]</sup>。峰谷价差不断扩大,为储能型储能产业的规模化发展提供了条件。

储能系统参与一个完整充放电循环的峰谷套利收益为

$$E_w = Q \cdot D_{OD} \cdot (\eta^{dis} p_t^{dis} - \eta^{ch} p_t^{ch}) \quad (1)$$

式中: $E_w$  为储能电站峰、谷电价差套利收益,元; $Q$  为储能设施总容量,kWh; $D_{OD}$  为储能设施充放电深度,%; $p_t^{dis}$ 、 $p_t^{ch}$  分别为  $t$  时刻的充、放电价格,元/kWh; $\eta^{dis}$ 、 $\eta^{ch}$  为储能设备的放、充电效率,%。

#### 3.2 辅助服务

随着新能源容量不断扩大,新能源系统的出力不稳定,风电、光伏等弱惯量系统对电网安全稳定影响较大。根据 2021 年的《电力辅助服务管理办法》提出了新的电力辅助服务内容,明确了转动惯量、快速频率响应等新型辅助服务;提出新型储能、电动汽车充电网络等新产业新业态也亟须市场化机制引导推动发展<sup>[14]</sup>。中国现阶段电力辅助服务市场的交易品种包括调频、调峰、AGC、无功调节、黑启动服务等多个品种。但目前仍处于建设初期,大部分省市多以调峰为主、调频为辅,最近 1~2 年,其他备用市场才逐步诞生。

##### 3.2.1 调峰服务

储能调峰是指在电网有调峰需求时,储能电站根据自愿参与市场交易的原则,按照电力调度机构要求和指令储存和释放电力而提供的调峰服务。电力调度机构依据“按需调用、公平调度”原则,在保障电网安全运行前提下,按照社会成本最优化原则,电力调度机构应优先调用无偿及报价较低的储能资源。

储能调峰市场结算应综合考虑实时市场调用结果和市场成员实际执行情况等因素,实行日清月结。储能调峰辅助服务补偿费用计算周期为 15 min,补

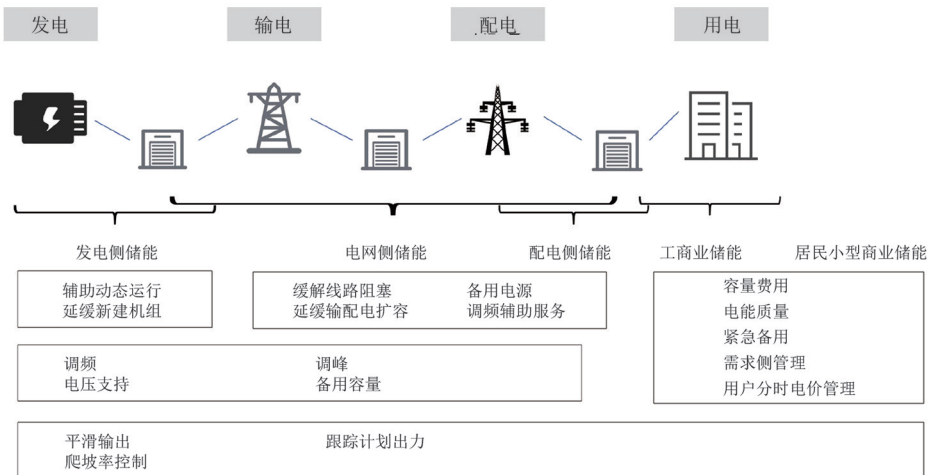


图 2 储能技术应用场景

偿电量为其计算周期内参与电网调峰的充电电量, 补偿价格为出清结算价格, 储能调峰补偿费用为补偿电量×补偿价格。市场初期, 按照“日前报价、实时出清”交易机制, 部分省份的储能依照火电机组第一档调峰辅助服务交易结算价格优先出清; 部分省将储能参与调峰补偿价格报价上限暂按 0.3 元/kWh 执行, 后期将根据市场发展情况适时调整。

### 3.2.2 调频服务

在电网频率偏差偏离目标频率时, 并网主体通过协调调速系统、功率控制系统<sup>[15]</sup>, 快速调整有功出力, 减少电网频率偏差。调频已经成为许多电厂的重要收入来源之一。新型储能也被允许参与调频服务市场。目前, 在许多地区, 调频辅助服务已经成为储能电站重要的收益来源。

参照常规的电厂机组为标准, 储能设备参与调节的收益为“容量补偿+里程补偿”, 储能设备的调频收益为

$$R_{\text{fp}} = W_{\text{C}} + W_{\text{M}} \quad (2)$$

式中:  $W_{\text{C}}$  为储能容量收入;  $R_{\text{fp}}$  为调频收入;  $W_{\text{M}}$  为里程收入。

容量补偿按储蓄式调频容量确定并进行补偿, 计算方式为

$$W_{\text{C}} = P_{\text{AGC}} F \times C_{\text{C}} \quad (3)$$

式中:  $P_{\text{AGC}}$  为储能调频控制时自动发电控制 AGC 上、下可调节容量, MW;  $C_{\text{C}}$  为容量的月度补偿价格, 元/(MW·月)。

里程补偿由调节性能、调节里程、市场出清价格决定, 参与调频市场的市场主体可获得调频里程补偿。计算方法为

$$W_{\text{M}} = M_{\text{I}} \times M_{\text{F}} \times K \times C_{\text{F}} \quad (4)$$

式中:  $M_{\text{I}}$  为调频市场服务费总盘子调节系数;  $M_{\text{F}}$  为调频里程, MW/月;  $K$  为调频性能综合指标, 不大于 1, 一般为 0.5~0.98;  $C_{\text{F}}$  为市场出清价格, 元/MW。

### 3.2.3 AGC 服务

AGC 服务是并网电源点提供的有偿辅助服务之一, 电源点在规定的出力调整范围内, 跟踪电力调度交易机构下发的指令, 按照一定调节速率实时调整发电出力, 满足电力系统频率要求的服务<sup>[16]</sup>。

#### 1) 调节容量补偿

各种 AGC 控制模式均可获得容量补偿费用。调节容量补偿费用与提供调节容量服务的供应量正相关, 计算公式为

$$T_{\text{M}} = \sum_d T_d \times R \quad (5)$$

式中:  $T_{\text{M}}$  为 AGC 容量服务供应量的月度累计补偿费用;  $T_d$  为  $d$  日 AGC 容量服务供应量  $d=1, 2, \dots$ ;  $R$  为调节容量补偿费用单价, 元/MWh。

$T_d$  为当日每个调度时段的容量服务供应量累计之和, 未投入 AGC 的调度时段, 其容量服务供应量为 0。调度时段的容量服务供应量=调度时段征用的场站 AGC 调节容量(MW)×调度时间(h), AGC 调节容量为场站当前出力点在 5 min 内向上可调容量与向下可调容量之和。

#### 2) 调节电量补偿

AGC 投调频控制模式时, 调节电量补偿费用=AGC 实际调节电量(MWh)×电量调节单价(元/MWh); AGC 投其他控制模式时, 不对调节电量进行补偿。

#### 4) 无功调节

独立储能电站无功电压补偿分为向系统注入无功功率及吸收无功功率, 分别计费。根据调度要求, 独立储能电站遵照电压曲线调度指令, 迟相功率因数低于 0.90 时多将无功功率注入系统, 进相功率因数低于 0.97 时多吸收系统的无功功率。

对独立储能电站注入无功功率维持系统电压水平的服务供应量, 按照无功调节单价  $R_2$  的标准进行补偿,  $R_2$  一般为 1 元/(Mvar·h); 对独立储能电站吸收无功功率防止系统电压过高的服务供应量, 按照  $15R_2$  的标准补偿。

### 3.3 需量管理

在大工业用户侧配置储能系统, 当基本电价按照最大需量(一般取一个月中每 15 min 平均负荷的最大值)计价时, 综合利用储能设备移峰填谷, 可有效地减少负荷高峰峰值, 降低需量电费, 提高用户收益。

在部分分布式能源(如风电)自发自用余电上网模式下, 通过储能装置低充高放可以提高该分布式能源的填峰作用, 从而降低用户的电费支出<sup>[17]</sup>。需量控制的收益根据需量电费的计算方式不同主要分为以下两种:

1) 需量申报方式: 即用户每个月预先申报下个月的最大需量, 然后再根据下个月的实际需量进行收费。

$$E_D = \begin{cases} D_{\text{plan}} P_D & D_{\text{actual}} \leq D_{\text{plan}} \\ D_{\text{actual}} P_D & D_{\text{plan}} \leq D_{\text{actual}} \leq 1.05 D_{\text{plan}} \\ (2D_{\text{actual}} - 1.05D_{\text{plan}}) P_D & D_{\text{actual}} \geq 1.05 D_{\text{plan}} \end{cases} \quad (6)$$

式中: $E_D$ 为月需量费用,元; $D_{\text{plan}}$ 为核定需量,kW; $D_{\text{actual}}$ 为实际需量,kW; $P_D$ 为需量电价,元/kW。

2)按时收取方式:即电网根据实际使用情况收取需量费用,其计算公式为

$$E_D = D_{\text{actual}} P_D$$

## 4 结 论

储能技术可以实现风力光伏发电功率的平稳输出,消除昼夜峰谷差,为新能源发电提供调峰调频和备用容量辅助服务,确保新能源发电平稳、安全接入电网,有效降低弃风、弃光现象,在新型电力系统中有着很大的应用前景<sup>[18]</sup>。上面系统地'll将储能技术分类为机械储能、电磁储能、蓄热、电化学储能,并对各类储能技术的特性进行分析;同时,结合储能应用特点,分析了储能技术在电力系统中发、输、配、用4个环节的具体应用场景和作用;并针对国家“双碳”目标的实际要求,提出3种储能可行性的商业模式,给出了具体的收益计算方式,以期对储能系统建设的设备选型和工程应用提供有益的参考。

### 参考文献

- [1] 王彩霞,时智勇,梁志峰,等.新能源为主体电力系统的需求侧资源利用关键技术及展望[J].电力系统自动化,2021,45(16):37-48.
- [2] 叶伟.市场规模不断增长,技术路线百花齐放,储能产业驶入发展快车道[N].中国高新技术产业导报,2023-04-17(12).
- [3] 方彬楠,袁泽睿.截至2022年底全国已投运新型储能项目装机规模达870万千瓦 锂离子电池储能技术仍处于绝对主导地位[N].北京商报,2023-02-13(2).
- [4] 余晓鹏,李晓萌,张忠,等.抽蓄电站提供多时间尺度备用的优化策略[J].储能科学与技术,2022,11(2):573-582.
- [5] 王虎.“双碳”目标下储能技术的发展及应用[J].电力与能源,2022,43(6):469-471.
- [6] 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.

- [7] 马骏毅,陈蕾,王弘法,等.飞轮储能的特性及其研究状况[C]//2015年江苏省城市供用电学术年会论文集.南京:江苏省城市供用电学术委员会,2015:176-182.
- [8] 董舟,王宁,李凯,等.储能技术分类及市场需求分析[J].中国金属通报,2019(11):181-182.
- [9] Daniel Barbeau, Conor McKenna, Britta von Oesen, Colin Smith, Hua Fang, Himanshu Pande, Chris Billinger, Jessica Xiao. Key Value Drivers for Grid-Scale Merchant Storage [R]. CohnReznick Capital& Black & Veatch, <https://www.cohnreznickcapital.com>, 2022.
- [10] 刘秋华,杨圣城,刘鑫.分布式储能商业模式分析与展望[J].电力需求侧管理,2023,25(1):67-73.
- [11] 梁谦刚.需求旺盛风电光伏装机规模有望持续增长[N].证券时报,2023-09-27(A06).
- [12] 佚名.国家发展改革委 国家能源局关于加快推动新型储能发展的指导意见[J].电力设备管理,2021(7):16-17.
- [13] 张振,陈思锦.完善分时电价机制 促进能源绿色低碳发展——国家发展改革委有关负责同志就《关于进一步完善分时电价机制的通知》答记者问[J].中国经贸导刊,2021(16):4-6.
- [14] 曾鸣,王雨晴.提升电力系统综合调节能力 支撑新型电力系统建设——解读《电力并网运行管理规定》《电力辅助服务管理办法》[J].中国电力企业管理,2022(1):8-10.
- [15] EUROPEAN COMMISSION. Energy Storage-Underpinning a decarbonised and secure EU energy system [R]. EUROPEAN COMMISSION, 2023.
- [16] Dawn M. Pinnock, Anthony J. Fiore. Strategic Guide to Deploying Energy Storage in NYC [R]. DCAS Energy Management, 2022.
- [17] 戴安,岳萌萌,吴凯槟.分布式光伏、储能应用价值及商业模式研究[J].工业加热,2022,51(10):61-64.
- [18] 任畅翔,刘娇,谭杰仁.源网荷侧新型储能商业模式及成本回收机制研究[J].南方能源建设,2022,9(4):94-102.

### 作者简介:

黄艾熹(1999),男,硕士研究生,研究方向为电力市场;  
王俐英(1997),女,博士研究生,研究方向为综合能源系统、电力市场;

曾鸣(1957),男,教授,研究方向为能源互联网、综合能源系统、需求响应与需求侧管理等;

祝金荣(1973),男,副教授,研究方向为能源市场、预测理论与方法等。

(收稿日期:2023-05-25)