

储能技术经济性分析



发电侧共享储能参与调频的协同优化与消纳提升

成 珂, 孙 晴

(西北工业大学, 陕西 西安 710000)

摘 要: 随着以光伏发电、风力发电为代表的新能源在电网中的比例逐步升高, 配置储能也逐步成为解决电网消纳能力不足、弃风弃光问题的主要措施。为了提高储能的利用率、提高经济效益, 需要探索一种更高效的储能运营模式。本研究以西北某千万千瓦级新能源基地为对象, 构建包含功率、容量与荷电状态约束的共享储能调度模型, 并设计两种典型运行模式: 容量租赁下的计划跟踪模式(模式一)与容量租赁与调频复合服务模式(模式二), 模型以运营商净收益最大化为目标, 将计划跟踪偏差作为惩罚项处理, 允许储能在优化整体收益的前提下动态响应调频需求。通过参考西北地区典型新能源基地运行特征建立算例场景, 并结合市场参数进行仿真分析, 重点探讨两种模式下共享储能运行策略、功率分配方式以及容量租赁与调频服务协同运行机制的差异, 并比较两种模式在经济收益方面的差异。研究表明, 采用租赁+调频服务模式的储能系统能够提高储能利用水平和运营收益。模式二通过“租赁+调频”双重收益机制, 在提高共享储能运行效率和运营经济性的同时, 为促进新能源消纳提供支撑, 为发电侧共享储能运行模式设计提供参考。

关键词: 新能源电站; 共享储能系统; 电力调频; 储能容量租赁

doi: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2026.0259

中图分类号: TM 61; TM 71

文献标志码: A

文章编号: 2095-4239 (2026) 10-4193-11

Synergistic optimization and renewable energy accommodation enhancement via generation-side shared energy storage in frequency regulation

CHENG Ke, SUN Qing

(Northwestern Polytechnical University, Xi'an 710000, Shaanxi, China)

Abstract: As the share of renewable energy sources in the power grid, such as photovoltaic and wind power, gradually increases, the implementation of energy storage has become essential for addressing the grid's limited integration capacity and the challenges of curtailed wind and solar energy. To improve the utilization rate of energy storage and enhance economic efficiency, exploring more effective operational models for energy storage is necessary. This study focuses on a 10-gigawatt renewable energy base in Northwest China, constructing a shared energy storage dispatch model that considers constraints on power, capacity, and state of charge. Two primary operating modes are designed: Mode 1, which involves plan-tracking operation under capacity leasing, and Mode 2, which combines capacity leasing with frequency regulation services. The model aims to maximize the operator's net revenue by treating planning deviations as penalties while allowing the energy

收稿日期: 2026-03-30; 修改稿日期: 2026-08-04。

第一作者及通信联系人: 成珂 (1973—), 男, 博士, 副教授, 主要从事光伏发电与太阳能热利用方面的研究, E-mail: chengke@nwpu.edu.cn。

引用本文: 成珂, 孙晴. 发电侧共享储能参与调频的协同优化与消纳提升[J]. 储能科学与技术, 2026, 15(10): 4193-4203.

Citation: CHENG Ke, SUN Qing. Synergistic optimization and renewable energy accommodation enhancement via generation-side shared energy storage in frequency regulation[J]. Energy Storage Science and Technology, 2026, 15(10): 4193-4203.

storage system to respond dynamically to frequency regulation demands, all while optimizing overall revenue. A case study is conducted based on the operational characteristics of a typical renewable energy base in Northwest China and incorporates market parameters for simulation. The analysis compares the two operating modes from different perspectives, including shared energy storage operation, power allocation, coordinated provision of capacity leasing and frequency regulation services, and economic performance. The results indicate that energy storage systems utilizing the "leasing plus frequency regulation service" model can significantly enhance utilization levels and operational returns. By leveraging a dual revenue mechanism of leasing and frequency regulation, this model improves energy storage utilization rates and economic performance while providing operational support for renewable energy accommodation. This research serves as a reference for designing shared energy storage operational models on the generation side.

Keywords: new energy power stations; shared energy storage system; power frequency regulation; energy storage capacity leasing

随着“双碳”目标的不断深入推进,以风电和光伏为代表的新能源在电力系统中的比例不断提高,随之弃风弃光现象凸显。如2025年上半年,全国太阳能弃电率升至6.6%,风电弃电率达5.7%,较2024年同期几乎翻倍^[1]。

为了解决日益突出的新能源消纳能力不足、弃风弃光问题^[2-7],需要配置储能,为电网运行提供调峰、调频、备用、需求响应等多种服务,以提升电力系统的灵活性和安全性。虽然解决了部分消纳问题,但储能利用率偏低,影响了经济效益。2025年上半年,新能源配储项目平均利用率为37%,虽然较上年同期有明显改善,但整体仍处于较低水平。

为了解决储能面临的利用率低、盈利模式单一和收益不佳等问题,国内外开展了共享储能的应用研究。其中Liu等^[8]、Barbour等^[9]、江岳文等^[10]和潘倩华等^[11],建立实时调度滚动优化模型,通过算例证明了共享储能电站能够促进可再生能源的消纳,但应用场景较为单一,没有挖掘市场机制下共享储能的收益。帅轩越等^[12]和谢雨龙等^[13]研究表明,通过优化共享储能系统容量配置,能够有效减少各个能源系统的运行成本,但风储联盟涉及收益分配问题,利益主体间博弈关系复杂。同时,赵会茹等^[14]、李咸善等^[15]、Chreim等^[16]研究也表明多社区、多微电网并网系统通过优化调度,可以提高经济性与微电网效益,但并不适用于大规模新能源基地配储场景。杨帆等^[17]采用预测误差比例的分配方式,分析了风电集群-共享储能协调运行的容量配

置及运行经济性,但未考虑光伏发电出力的影响。在商业模式层面,共享储能容量租赁的定价机制与市场竞争策略是决定其经济可行性的关键,王雨晴等^[18]基于超模博弈构建了共享储能容量租赁价格决策模型。在此基础上,本研究聚焦给定租赁价格下容量租赁的计划跟踪模式与容量租赁与调频复合服务模式的技术经济比较,为共享储能运营商的服务组合策略提供量化依据。

目前共享储能在新能源发电侧配置的研究,对不同类型的系统对比和适用性分析较为缺乏;不同类型下储能容量优化、经济性与运行效率的差异尚未明晰,收益分配与风险分担机制多为静态,缺乏动态适应性。因此,本研究面向新能源基地配置第三方共享储能的应用场景,构建共享储能运行与收益模型,并重点比较两种运行模式下共享储能的运行特性及经济性差异。本研究所称“协同优化”,是指共享储能在容量租赁服务与调频服务之间进行协调配置和联合运行,通过合理分配储能资源,在满足新能源计划跟踪需求的同时兼顾调频服务收益,从而提升共享储能的整体运行效益。

1 发电侧共享储能模型

1.1 共享储能电站

传统模式下,电源侧、电网侧、用户侧自建储能系统仅服务单一主体,易因需求波动导致闲置,投资回收困难^[19]。因此,业界提出“共享储能”和“云储能”模式,基于互联网共享经济理念,共享

储能成为新的储能应用模式^[20]。

共享储能电站一般是由第三方投资建设的，可完成一定区域内储能的统一管理。共享储能运营商

首先要建立一个大规模集中式的共享储能电站，后期储能电站的运行和维护由运营商负责，该储能电站可代替新能源电站自建储能系统^[21-23]。

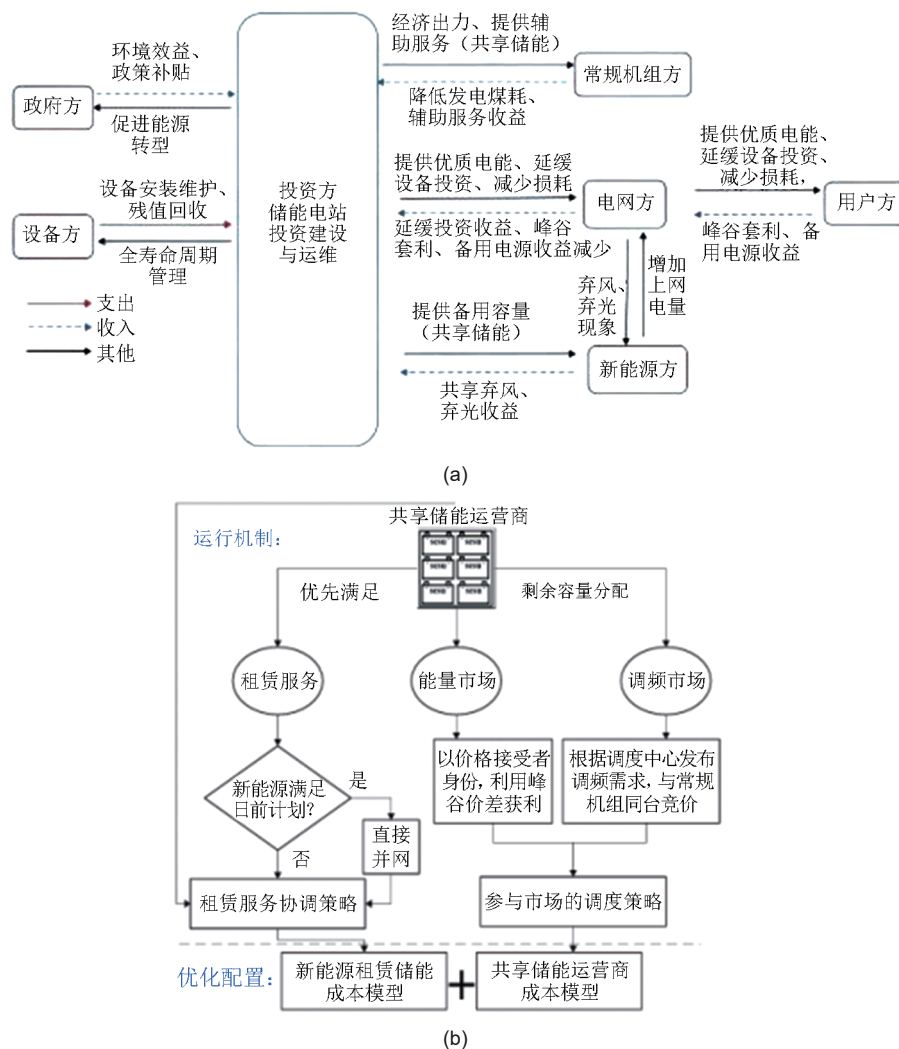


图1 共享储能电站的运行框架

Fig. 1 Operation framework diagram of shared energy storage power station

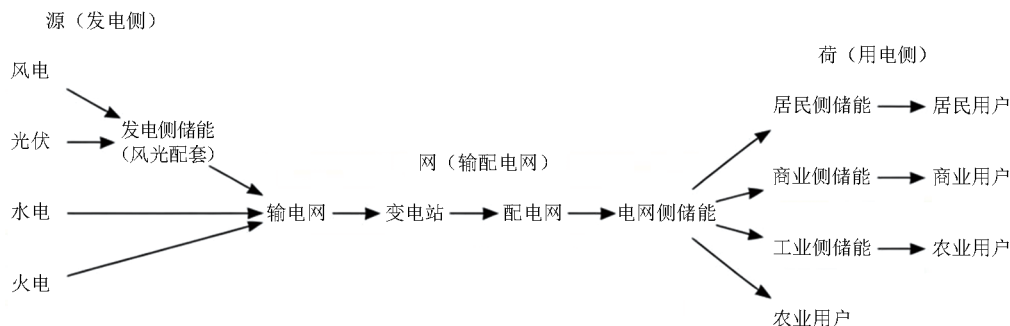


图2 共享储能原理图

Fig. 2 Schematic diagram of shared energy storage

本研究考虑在新能源发电侧配置由第三方共享储能运营商建设和运营的共享储能电站，并向新能源基地提供容量租赁及相应充放电服务。新能源基地根据计划跟踪需求调用所租赁的共享储能容量，共享储能运营商通过容量租赁服务获得容量租赁收入，并在容量租赁与调频复合服务模式下进行进一步获得调频服务收益。在此基础上，本研究设置两种典型运行模式：容量租赁下的计划跟踪模式为模式一，共享储能通过容量租赁为新能源基地提供计划跟踪服务，对新能源实际出力与计划出力之间的偏差进行调节；容量租赁与调频复合服务模式为模式二，共享储能在提供容量租赁服务的同时参与调频服务，实现容量租赁服务与调频服务的协同运行。本研究以共享储能运营收益优化为目标，对比分析两种模式下的储能配置、运行特性及经济性差异。将新能源基地作为统一的容量租赁主体，对基地内风电和光伏出力进行组合建模，不进一步讨论多个新能源场站之间的租赁容量分配、调用优先级及超额调用机制。共享储能与普通集中式储能功率、容量和荷电状态（SOC）等物理约束方面具有一致性，其共享属性主要体现在第三方投资运营、容量租赁关系及容量租赁与调频服务相结合收益机制。

首先建立涵盖共享储能基本物理约束与运行限制的通用约束集，包括储能功率约束、荷电状态动态更新方程及安全边界等。在此基础上，通过设置不同的功率关系和收益项，刻画两种运行模式。在容量租赁下的计划跟踪模式中，共享储能根据新能源计划跟踪需求进行充放电；在容量租赁与调频复合服务模式中，共享储能在承担计划跟踪任务的同时响应调频需求，并将计划跟踪偏差及相关成本计入目标函数。

1.2 共享储能模型的约束条件

共享储能电站运行模型的核心约束集基于其物理特性，无论在何种商业模式下都必须严格遵守。这些约束主要包括功率限制、能量状态动态与边界，具体表述如下。

（1）储能系统净出力定义及功率约束

为统一描述储能系统在充电和放电状态下的功率方向，本研究规定放电为正、充电为负。设 P_t^{ch} 和 P_t^{dis} 分别为第 t 时段的充电功率和放电功率，二者均为非负变量，则储能系统净出力为：

$$P_t^{\text{es}} = P_t^{\text{dis}} - P_t^{\text{ch}} \quad (1)$$

受额定功率限制，充、放电功率满足： $0 \leq P_t^{\text{ch}} \leq P_{\text{max}}^{\text{ch}}$ 、 $0 \leq P_t^{\text{dis}} \leq P_{\text{max}}^{\text{dis}}$ 。本研究假设最大充、放电功率相等，则：

$$P_{\text{max}}^{\text{ch}} = P_{\text{max}}^{\text{dis}} = P_{\text{max}}^{\text{es}} \quad (2)$$

（2）充放电功率互补性约束

为避免储能在同一时刻同时充放电，引入二元状态变量 $u_t \in \{0, 1\}$ （1表示放电状态，0表示充电状态），则充、放电功率满足：

$$0 \leq P_t^{\text{dis}} \leq u_t P_{\text{max}}^{\text{es}} \quad (3)$$

$$0 \leq P_t^{\text{ch}} \leq (1 - u_t) P_{\text{max}}^{\text{es}} \quad (4)$$

当 $u_t=1$ 时，只能放电；当 $u_t=0$ 时，只能充电，从而避免同时充放电。

（3）SOC动态更新方程

SOC表征储能系统相对剩余容量，其变化由充放电功率、充放电效率以及额定容量共同决定，可表示为：

$$S_t = S_{t-1} + \frac{\eta_c P_t^{\text{ch}} \Delta t}{E^{\text{es}}} - \frac{P_t^{\text{dis}} \Delta t}{\eta_d E^{\text{es}}} \quad (5)$$

式中， S_t 为 t 时段荷电状态， E^{es} 为额定容量， η_c 和 η_d 分别为充电效率和放电效率， Δt 为时间间隔。

（4）SOC安全边界约束

为保障电池寿命与运行安全，SOC需维持在合理区间：

$$S_{\min} \leq S_t \leq S_{\max} \quad (6)$$

式中， $S_{\min}$ 和 $S_{\max}$ 分别为SOC下限和上限。本研究取 $S_{\min} = 0.1$ 、 $S_{\max} = 0.9$ 。

（5）周期一致性约束

为确保储能系统可持续运行，常要求运行周期始末SOC一致，或设定为特定目标值：

$$S_N = S_0 \quad (7)$$

式中， S_0 为调度周期初始SOC， S_N 为调度周期末端SOC。

以上约束构成了储能系统运行的基本物理约束。模式一和模式二的储能系统运行均需满足上述约束、充放电状态约束和SOC约束；两种模式的差异主要体现在储能系统功率分配方式和目标函数设置上。

2 共享储能系统算例的模型分析

本研究以中国西北典型的酒泉新能源基地（以瓜州地区为代表，北纬约40.5°，东经约96.5°）为

仿真对象，该区域风能资源优良（年平均风速 6~7 m/s），太阳能资源丰富（年辐射量约 6500 MJ/m²），是国家级千万千瓦级风光电基地。这里以风电为主、光伏为辅，采用大规模集中开发模式，并高度依赖电力外送，具有很强的代表性。该新能源基地采用“风光互补”的电源结构，由装机容量为 100 MW 的风电场和同等规模的光伏电站组成。算例采用第三方共享储能运营模式，由专业储能运营商配置和管理储能设施，并分别在容量租赁下的计划跟踪模式和容量租赁与调频复合服务模式开展仿真分析。

本研究以西北地区千万千瓦级新能源基地为研究背景，结合该地区风光资源丰富、外送消纳压力较大以及风光出力波动性较强等典型运行特征，构造发电侧共享储能参与容量租赁与调频服务的仿真算例。算例数据参考西北地区新能源基地的典型装机规模、风光资源时序特征及相关研究中的运行参数生成，用于分析不同运行模式下共享储能的功率分配、调频响应、新能源消纳和运营收益变化。本研究算例参数主要参考国家能源局新能源运行统计数据、西北地区典型新能源基地公开运行资料以及近年来共享储能相关研究中的典型参数。其中，风、光装机规模及出力特性依据酒泉新能源基地典型运行特征构建；储能充放电效率、SOC 约束及寿命参数参考当前磷酸铁锂储能工程应用参数；调频需求及计划偏差依据新能源场站典型运行规律进行模拟生成，以保证算例具有一定的工程代表性。相关参数取值兼顾工程应用的典型性与模型分析的通用性，可较好反映西北新能源基地共享储能运行特征。

仿真采样间隔设为 1 h，用于分析共享储能在不同服务模式下的运行优化及经济性差异。为体现不同季节新能源出力特征，分别构造春、夏、秋、冬四个季节运行场景，每个季节包含 30 d、720 个小时级数据点。在此基础上，整理形成 24 h 典型日运行曲线。模式二中预留储能额定功率的 10% 作为调频容量。

光伏出力主要根据日照强度的日内变化规律构造，白天出力随太阳辐照增强而升高，并在中午前后达到峰值，夜间出力接近 0。光伏基础出力采用日照时段内的正弦平方曲线表示，并根据季节特征设置日峰值、日照起止时刻及扰动幅值，在基础曲

线上叠加正态随机扰动。风电出力采用包含季节基准值、日内周期分量和随机扰动的正弦曲线构造，以反映风电出力的间歇性和不确定性。风电和光伏出力均限制在 0~100 MW。计划上网功率在风光出力基础上叠加预测误差生成，其中光伏预测误差表示为 $(5+3u)z$ ，风电预测误差表示为 $(8+4u)z$ （ u 为区间 $[0,1]$ 内的均匀随机变量， z 为标准正态随机变量）。各随机扰动相互独立，未设置额外的相关性约束。仿真随机种子固定为 2024，四个季节分别生成 30 d、每季 720 个小时级数据点。模式二进一步构造小时级等效调频需求序列，用于分析调频需求对共享储能功率分配及运营收益的影响。

光伏基础出力及随机扰动后的出力表示为：当 t 满足 $t_{d,s} \leq t \leq t_{d,e}$ 时， $P_{d,t}^{PV,0} = P_{d,max}^{PV} \sin^2 \left[\frac{\pi(t - t_{d,s})}{t_{d,e} - t_{d,s}} \right]$ ；当 t 为其他时， $P_{d,t}^{PV,0} = 0$ 。风电出力表示为： $P_{d,t}^W = \max \{0, \min [P_{d,t}^N, B_s + A_s \sin \left(\frac{2\pi(t - h_s)}{24} \right) + (\sigma_s^W + 5u_{d,t})z_{d,t}]\}$ 。式中， d 、 t 和 s 分别表示日期、时段和季节； $P_{d,max}^{PV}$ 、 $t_{d,s}$ 、 $t_{d,e}$ 和 σ_d^{PV} 分别为光伏日峰值、日照开始时刻、日照结束时刻和扰动幅值； B_s 、 A_s 、 h_s 和 σ_s^W 分别为风电季节基准值、日内周期幅值、峰值时刻和基础扰动幅值； $P_{d,t}^N$ 和 $P_{d,t}^W$ 均为 100 MW。小时级等效调频需求表示为： $P_{d,t}^{FR} = \min \{20, L_{s,t}(15 + 10u_{d,t}^{FR})\}$ 。式中， $L_{s,t}$ 为根据季节及日内负荷变化设置的调节系数，调频需求上限为 20 MW。

本研究采用前期算例在不同服务需求与收益条件下得到的对应储能配置，其中容量租赁下的计划跟踪模式配置为 70 MW/140 MWh，容量租赁与调频复合服务模式配置为 114 MW/228 MWh。由于两种模式承担的服务内容不同，其配置规模也存在差异。下文对比分析均基于两种模式各自对应的配置方案展开。

（1）模式一

在模式一中，新能源场站通过租赁共享储能容量及相应充放电服务，对新能源实际出力与计划出力之间的偏差进行调节。共享储能根据计划跟踪需求进行充放电，并满足相关运行约束，以提高新能源并网功率与计划曲线的匹配程度。该模式下共享储能系统不提供调频服务，其运营收益主要来源于容量租赁收入。



图3 新能源基地示例

Fig. 3 Example of a new energy base

为实现新能源计划跟踪, 模式一中的功率平衡关系表示为:

$$P_t^{pv} + P_t^w + P_t^{es} = P_t^{sch} \quad (8)$$

由式(8)可得, 共享储能系统为满足计划出力所需承担的净出力为:

$$P_t^{es} = P_t^{sch} - P_t^{pv} - P_t^w \quad (9)$$

式中, P_t^{pv} 为第 t 时段光伏电站实时自然出力, P_t^w 为第 t 时段风电场实时自然出力, P_t^{sch} 为新能源基地计划上网功率, P_t^{es} 为共享储能净出力。当 $P_t^{es} > 0$ 时, 表示放电, 补足新能源实际出力低于计划值的部分; 当 $P_t^{es} < 0$ 时, 表示充电, 吸收新能源实际出力高于计划值的部分。

(2) 模式二

在模式二中, 共享储能系统同时提供容量租赁和调频服务, 在承担新能源计划跟踪任务的同时响应调频需求, 并满足相关运行约束, 以兼顾新能源计划跟踪需求和调频服务收益。

模式二下, 共享储能系统的实际出力由计划跟踪功率和调频功率共同构成, 表示为:

$$P_t^{es} = P_t^r + P_t^{fr} \quad (10)$$

式中, P_t^r 为第 t 时段储能系统用于平抑风光出力波动和计划跟踪的功率, P_t^{fr} 为第 t 时段储能系统对应小时级等效调频需求的调频功率, 可正可负。当 $P_t^{fr} > 0$ 时, 表示放电参与上调; 当 $P_t^{fr} < 0$ 时, 表示充电参与下调。在该模式下, 计划跟踪与调频响应在储能系统功率约束内进行协调, 允许新能源基地实际并网功率与计划功率之间存在一定偏差, 计划跟踪偏差可表示为:

$$\Delta P_t = P_t^{pv} + P_t^w + P_t^{fr} - P_t^{sch} \quad (11)$$

式中, ΔP_t 为第 t 时段新能源基地计划跟踪偏差。模式一中要求 $\Delta P_t = 0$, 模式二中允许 $\Delta P_t \neq 0$ 并将偏差惩罚计入目标函数。

本研究采用统一的运营收益优化模型, 以共享储能系统日运营净收益最大化为目标, 目标函数如下:

$$\max F = R^{\text{lease}} + R^{\text{fr}} - C^{\text{om}} - C^{\text{dev}} - C^{\text{deg}} \quad (12)$$

式中, F 为共享储能系统日运营净收益; R^{lease} 为容量租赁收益, $R^{\text{lease}} = \lambda^{\text{lease}} P_{\text{max}}^{\text{lease}}$; R^{fr} 为调频服务收益; $P_{\text{max}}^{\text{lease}}$ 为可用于容量租赁的功率, 模式一取储能额定功率, 模式二扣除 10% 的调频预留功率后确定; $R^{\text{fr}} = \sum_t \lambda^{\text{fr}} K_t^{\text{fr}} M_t^{\text{fr}}$; C^{om} 为运行维护成本, $C^{\text{om}} = \lambda^{\text{om}} \sum_t (P_t^{\text{ch}} + P_t^{\text{dis}}) \Delta t$; C^{dev} 为计划跟踪偏差惩罚成本, $C^{\text{dev}} = \sum_t \lambda^{\text{dev}} |\Delta P_t| \Delta t$; C^{deg} 为调频功率波动引起的附加老化成本, $C^{\text{deg}} = \lambda^{\text{deg}} \sum_t |P_t^{\text{fr}} - P_{t-1}^{\text{fr}}|$ 。

模式一: $R^{\text{fr}} = 0$; $C^{\text{deg}} = 0$, 且计划跟踪偏差满足 $\Delta P_t = 0$ 。模式二: $R^{\text{fr}} \neq 0$, 并需计入计划跟踪偏差惩罚成本 C^{dev} 和调频附加老化成本 C^{deg} 。

本研究采用“场景生成-运行约束校核-模式对比-经济性评价”的仿真优化流程。模型主要决策变量包括储能系统充放电功率、储能系统净出力、计划跟踪功率、调频响应功率以及 SOC 状态。在共享储能系统功率约束、SOC 约束和周期一致性约束下, 分别计算两种模式的储能系统功率分配, 并通过总出力峰谷差、新能源总出力率、储能功率曲线和经济性指标对结果进行比较。新能源总出力率用于表征风电和光伏实时总出力相对于总装机容量的水平, 其计算式为:

$$\eta_{\text{RE}} = \frac{P_t^{\text{PV}} + P_t^{\text{W}}}{P_{\text{PV}}^{\text{N}} + P_{\text{W}}^{\text{N}}} \times 100\% \quad (13)$$

式中, η_{RE} 为第 t 时段新能源总出力率; P_t^{PV} 和 P_t^{W} 分别为第 t 时段光伏和风电实时出力; P_{PV}^{N} 和 P_{W}^{N} 分别为光伏和风电额定装机容量, 本研究均取 100 MW。

边界条件等参数如表 1 所示, 其中, 储能系统效率、SOC 约束、寿命及投资成本等参数参考现有共享储能工程及相关文献的典型取值; 调频性能系数、调频容量预留比例及调频里程容量比参考已有共享储能系统参与辅助服务研究中的典型市场参数^[24], 并作为本算例参数使用。考虑到不同地区辅助服务市场规则存在差异, 本研究主要关注不同运行模式下共享储能系统运行特性和经济性的相对变化, 因此上述参数均采用典型值进行分析。

表 1 共享储能系统中边界条件参数的取值与含义

Table 1 The values and meanings of boundary condition parameters in shared energy storage systems

参数	取值	含义
λ^{dev}	1 元/kWh	新能源计划偏差单位考核费用
λ^{om}	0.15 元/kWh	储能单位运行维护成本
r	0.08	折现率
Y	15 年	共享储能系统运行寿命
φ	1000 元/kWh	共享储能电站单位容量成本
w	3200 元/kW	共享储能电站单位功率成本
η_c	0.85	储能系统充电效率
η_d	0.85	储能系统放电效率
α^+	0.9	正偏差电量惩罚系数
α^-	1.1	负偏差电量惩罚系数
K^{fr}	1.2	共享储能系统调频性能系数
ρ_m	6.88	调频里程容量比
β_g	0.1	常规机组调频容量预留比例
β_d	0.08	储能系统调频容量需求比例
β_{es}	0.1	储能系统调频容量预留比例

表 1 中的经济参数结合当前共享储能系统工程应用水平及公开研究成果进行设定。其中，共享储能系统单位容量成本和单位功率成本参考近年来磷酸铁锂储能系统工程造价的典型水平；储能系统运行维护成本依据大型电化学储能电站运维费用统计结果确定；折现率按照新能源项目经济评价常用取值设置；计划偏差考核费用及调频相关参数参考我国电力辅助服务市场典型规则及已有研究进行设置，以保证算例具有一定的工程合理性。上述参数主要用于典型运行场景分析，不同地区可根据当地辅助服务市场价格及共享储能系统运营机制进行适当调整。

3 不同服务模式下的配置与运行结果分析

图 4~图 7 分别给出了两种服务模式对应配置方案下的运行结果。下文从新能源基地总出力、充放电特性、新能源总出力率及调频响应等方面进行分析。

由图 4 可见，在两种模式分别采用其对应配置条件下，模式二的新能源基地总出力波动相对较小，出力曲线平滑性有所改善。经计算，模式二下总出力峰谷差较模式一降低 15%~20%。该

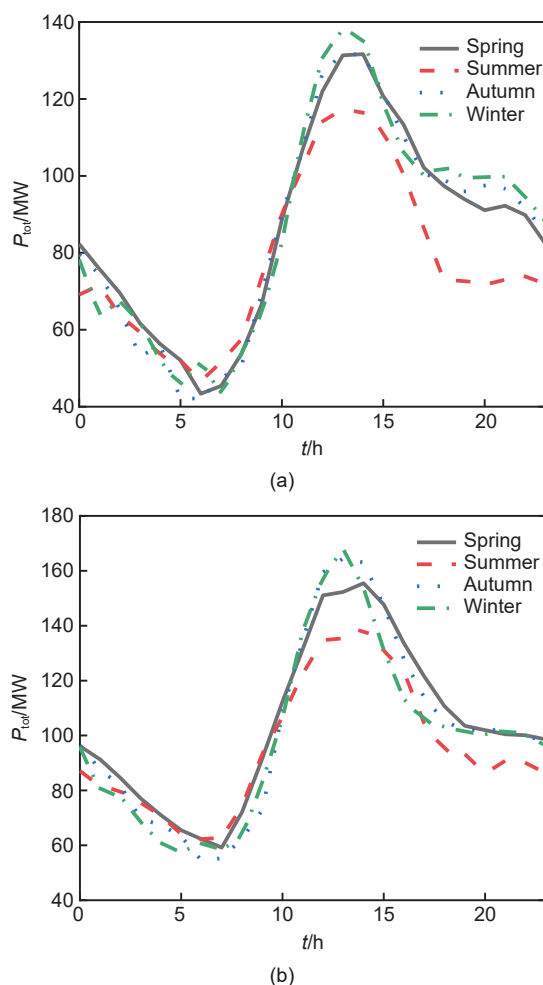


图 4 模式一和模式二下的总出力图

Fig. 4 The total output power curves under mode 1 and mode 2, respectively

差异反映了服务组合、配置规模和功率分配方式的综合影响，模式二的并网功率平滑效果优于模式一。

由图 5 可见，两种模式下充放电功率曲线存在明显差异。模式一的功率主要用于新能源计划跟踪；模式二在承担计划跟踪任务的同时响应调频需求，其功率受两类服务需求及对应配置规模共同影响，因此呈现出不同的充放电特征。

由图 6 可见，在两种模式采用各自对应配置和数据场景的条件时，模式二的新能源总出力率较模式一平均高约 20%，其中夏季差异约为 23.6%，冬季差异约为 14.8%。该结果表明，两种模式对应方案在新能源出力水平方面存在差异，相关差异受到服务组合、配置规模、功率分配方式及场景参数设置的共同影响。

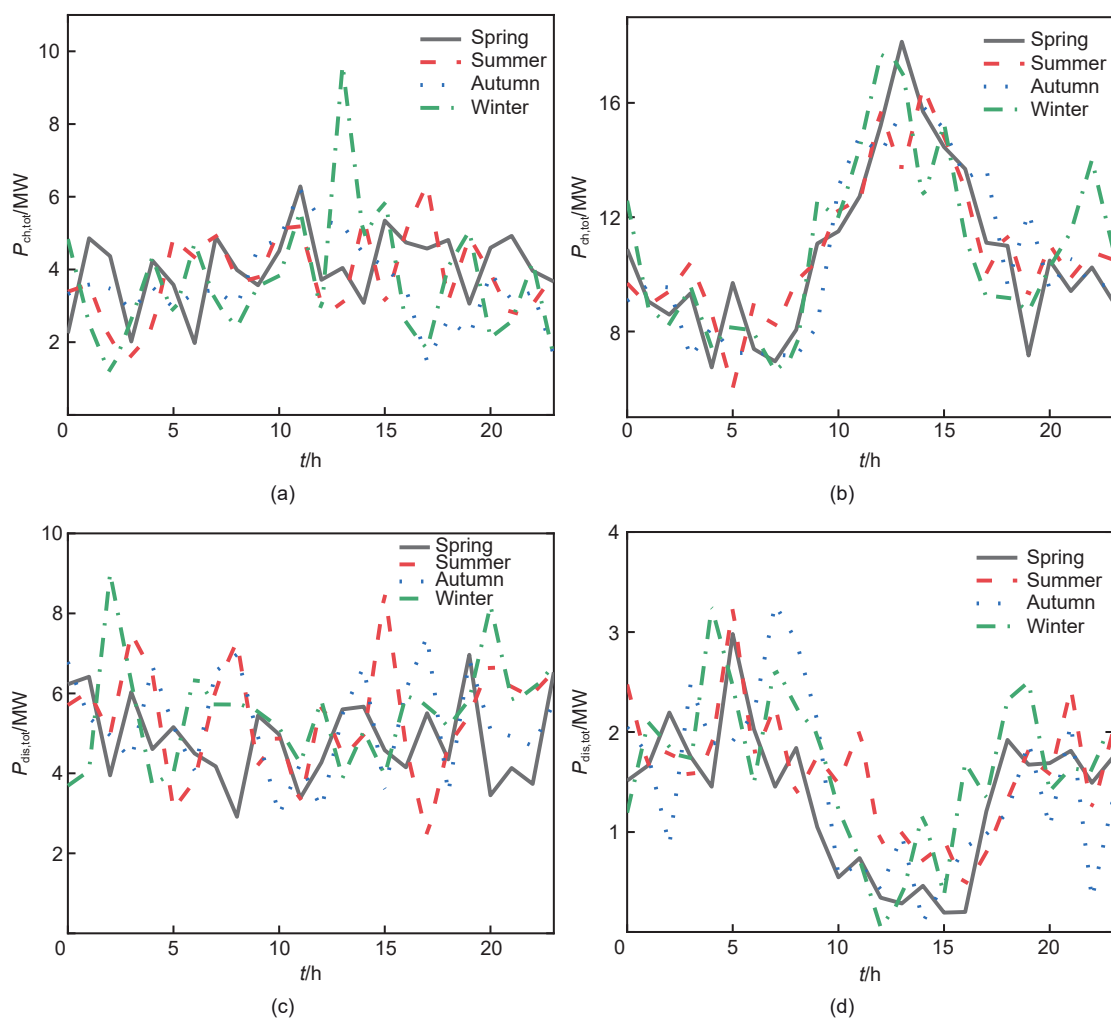


图5 模式一和模式二下的储能系统总功率图

Fig. 5 The total energy storage power curves under mode 1 and mode 2, respectively

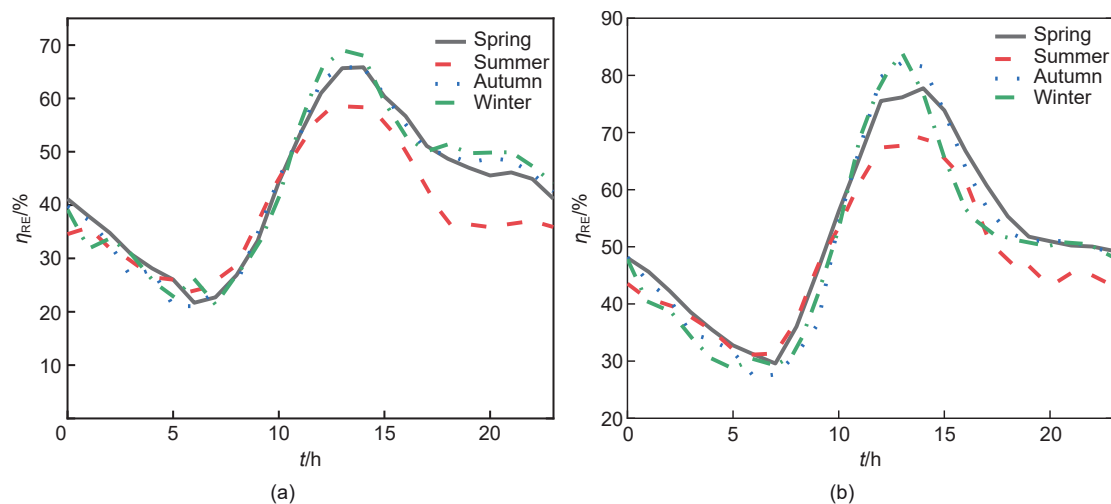


图6 模式一和模式二下的新能源总出力率图

Fig. 6 The total renewable energy output rates under mode 1 and mode 2, respectively

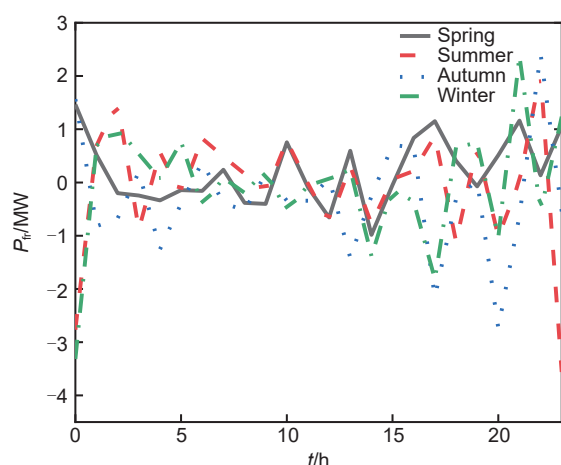


图7 模式二下的小时级等效调频功率

Fig. 7 Hourly equivalent frequency regulation power under mode 2

由图7可见,模式二下的小时级等效调频功率呈现正负双向变化,分别对应上调和下调需求。调频服务拓展了共享储能系统的服务范围,并为运营商增加了调频服务收益来源。

表2 不同模式下储能配置结果

Table 2 Storage configuration results in different scenarios

模式	功率/MW	容量/MWh	日运营成本/万元	储能电站日运营收益/万元	年运营成本/万元	年运营收益/万元	年运营净收益/万元
模式一	70	140	2.14	2.14	781.1	781.1	0
模式二	114	228	3.81	4.10	1390.65	1496.5	105.85

注:表中运营成本和运营收益均按运营期现金流统计,不含建设投资及折旧;年运营净收益为年运营收益与年运营成本之差。

表3 市场参数变化下的年运营净收益敏感性分析

Table 3 Sensitivity analysis of annual operating net revenue under market parameter variations

情景	参数变化	模式一年运营净收益/万元	模式二年运营净收益/万元
基准情景	0	0	105.85
容量租赁单价降低	-20%	-156.22	-123.12
容量租赁单价提高	+20%	+156.22	334.82
调频收益降低	-20%	—	35.52
调频收益提高	+20%	—	176.18

注:模式二容量租赁收益按照调频容量预留后可租赁功率与模式一租赁功率的比例折算,调频收益为模式二年运营总收益扣除容量租赁收益后的差额。敏感性分析仅调整相应收益参数,其余收益及运营成本保持基准值不变;模式一不参与调频服务,故调频收益变化情景不适用。

由表3可见,容量租赁单价降低20%时,模式一和模式二的年运营净收益分别为-156.22万元和-123.12万元;容量租赁单价提高20%时,二者分别为156.22万元和334.82万元。调频收益降低和提高20%时,模式二的年运营净收益分别为35.52

不同模式下的配置结果如表2所示。模式一对应的配置为70 MW/140 MWh,模式二对应的配置为114 MW/228 MWh。由于模式二在计划跟踪基础上增加了调频服务需求,并引入了调频服务收益及相应运营成本,其对应的配置规模与模式一存在差异。模式一的年运营收益和年运营成本均为781.10万元,年运营净收益为0;模式二的年运营收益为1496.50万元,年运营成本为1390.65万元,年运营净收益为105.85万元。与模式一相比,虽然模式二的功率和容量配置有所增加,但其通过调频服务拓展了共享储能系统的收益来源,并取得了正的年运营净收益。

为考察市场参数变化对两种运行模式运营收益的影响,在表2所采用的其他参数保持不变时,分别将容量租赁单价和调频收益水平在基准值基础上调整 $\pm 20\%$ 。模式二预留额定功率的10%用于调频服务,其余部分用于容量租赁;在单位容量租赁价格保持一致的条件下,按照可租赁功率比例折算模式二的容量租赁收益,敏感性分析结果如表3所示。

万元和176.18万元,在设定的扰动范围内均保持为正。容量租赁单价变化引起的模式二年运营净收益变动幅度大于调频收益变化引起的变动幅度,表明模式二的运营收益对容量租赁单价更为敏感。实际应用中,应结合当地容量租赁价格和辅助服务补偿标准合理确定服务方案。

4 结 论

以西北某能源基地为研究背景,结合该地区风光资源特征、装机规模及运行约束,通过对容量租赁下的计划跟踪模式的模式一和容量租赁与调频复合服务模式的模式二进行对比研究,得出如下结论:

(1) 在两种模式分别采用对应配置的条件下,模式二的新能源基地总出力曲线较为平滑,峰谷差较模式一降低15%~20%。该差异反映了服务组合、配置规模和功率分配方式的综合影响。

(2) 在两种模式采用各自对应配置和数据场景的条件下, 模式二的新能源总出力率较模式一平均提高约20%。说明共享储能系统在兼顾计划跟踪和调频服务后, 有利于提高新能源并网运行水平, 进一步提升共享储能系统资源利用效率, 并为促进新能源消纳提供支撑。

(3) 模式二在容量租赁基础上增加了调频服务收益, 年运营收益为1496.50万元, 年运营成本为1390.65万元, 年运营净收益为105.85万元, 表明容量租赁与调频复合服务能够拓展共享储能系统的收益来源, 并改善其运营收益水平。敏感性分析表明, 模式二的年运营净收益对容量租赁单价的变化更为敏感, 调频收益则为其提供了额外的收益支撑。

以上结论表明, 本研究可为提升共享储能系统运行水平以及发电侧共享储能系统容量租赁与调频服务协同运行模式的设计提供参考, 并为促进新能源消纳提供运行支撑。

参考文献

- [1] 奥伦赛, 彭小辉, 孟维, 等. 国内外绿氢产业政策实践梳理与思考[J]. 质量与认证, 2025(11): 34-36. DOI: 10.16691/j.cnki.10-1214/t.2025.11.005.
- AO L S, PENG X H, MENG W, et al. Review and reflections on the policy practices of the green hydrogen industry at home and abroad[J]. China Quality Certification, 2025(11): 34-36. DOI: 10.16691/j.cnki.10-1214/t.2025.11.005.
- [2] 范英, 衣博文. 能源转型的规律、驱动机制与中国路径[J]. 管理世界, 2021, 37(8): 95-104. DOI: 10.3969/j.issn.1002-5502.2021.08.008.
- FAN Y, YI B W. Evolution, driving mechanism, and pathway of China's energy transition[J]. Management World, 2021, 37(8): 95-104. DOI: 10.3969/j.issn.1002-5502.2021.08.008.
- [3] LIU Q, LI Y L, JIANG H, et al. Short-term photovoltaic power forecasting based on multiple mode decomposition and parallel bidirectional long short term combined with convolutional neural networks[J]. Energy, 2024, 286: 129580. DOI: 10.1016/j.energy.2023.129580.
- [4] XU Z C, YUAN B, ZHANG F Q. Study on the optimization allocation of wind-solar in power system based on multi-region production simulation[J]. E3S Web of Conferences, 2018, 38: 04023. DOI: 10.1051/e3sconf/20183804023.
- [5] 李婧. "十五五"时期新能源高质量发展的挑战与应对[J]. 新视野, 2025(5): 36-45. DOI: 10.3969/j.issn.1006-0138.2025.05.004.
- LI J. Challenges and responses of high-quality development of new energy in the 15th Five-Year Plan period[J]. Expanding Horizons, 2025(5): 36-45. DOI: 10.3969/j.issn.1006-0138.2025.05.004.
- [6] 高斐, 王震, 蒲晓庆, 等. 新疆新能源发电侧储能发展存在的问题与对策分析[J]. 中小企业管理与科技, 2025(18): 108-110. DOI: 10.3969/j.issn.1673-1069.2025.18.036.
- GAO F, WANG Z, PU X Q, et al. Problems and countermeasures of energy storage development in Xinjiang new energy generation side[J]. Management & Technology of SME, 2025(18): 108-110. DOI: 10.3969/j.issn.1673-1069.2025.18.036.
- [7] 林瑛, 王志伟. 西部地区新能源外送消纳模式发展路径探析[J]. 现代工业经济和信息化, 2024, 14(2): 181-182. DOI: 10.16525/j.cnki.14-1362/n.2024.02.056.
- LIN Y, WANG Z W. An analysis of the development path of new energy transmission and consumption mode in western region[J]. Modern Industrial Economy and Informationization, 2024, 14(2): 181-182. DOI: 10.16525/j.cnki.14-1362/n.2024.02.056.
- [8] LIU D N, ZHAO N N, XU X F, et al. Market-oriented consumption model based on the joint tracking of renewable energy generation curve of "shared energy storage & demand side resources"[J]. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2020, 571(1): 012007. DOI: 10.1088/1755-1315/571/1/012007.
- [9] BARBOUR E, PARRA D, AWWAD Z, et al. Community energy storage: A smart choice for the smart grid? [J]. Applied Energy, 2018, 212: 489-497. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.12.056.
- [10] 江岳文, 郑晨昕. 风电场群联合共享储能两阶段协同并网优化[J]. 电网技术, 2022, 46(9): 3426-3436. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2022.0217.
- JIANG Y W, ZHENG C X. Two-stage operation optimization for grid-connected wind farm cluster with shared energy storage[J]. Power System Technology, 2022, 46(9): 3426-3436. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2022.0217.
- [11] 潘倩华, 林健全, 孙伟卿. 考虑多主体电力负荷不确定性的工业园区共享储能配置与运行策略[J]. 软件, 2020, 41(7): 260-263, 296.
- PAN Q H, LIN J Q, SUN W Q. Configuration and operation strategy of shared energy storage considering multi-body power load uncertainty in industrial parks[J]. Computer Engineering & Software, 2020, 41(7): 260-263, 296.
- [12] 帅轩越, 王秀丽, 黄晶. 多区域综合能源系统互联下的共享储能容量优化配置[J]. 全球能源互联网, 2021, 4(4): 382-392. DOI: 10.19705/j.cnki.issn2096-5125.2021.04.007.
- SHUAI X Y, WANG X L, HUANG J. Optimal configuration of shared energy storage capacity under multiple regional integrated energy systems interconnection[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2021, 4(4): 382-392. DOI: 10.19705/j.cnki.issn2096-5125.2021.04.007.
- [13] 谢雨龙, 罗逸飏, 李智威, 等. 考虑微网新能源经济消纳的共享储能优化配置[J]. 高电压技术, 2022, 48(11): 4403-4412.
- XIE Y L, LUO Y Y, LI Z W, et al. Optimal allocation of shared energy storage considering the economic consumption of microgrid new energy[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(11): 4403-4412.
- [14] 赵会茹, 王学杰, 李兵抗, 等. 考虑能量共享的多社区光储系统分布

- 鲁棒优化调度[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(9): 21-31. DOI:10.7500/AEPS20210721003.
- ZHAO H R, WANG X J, LI B K, et al. Distributionally robust optimal dispatch for multi-community photovoltaic and energy storage system considering energy sharing[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(9): 21-31. DOI: 10.7500/AEPS20210721003.
- [15] 李咸善, 方子健, 李飞, 等. 含多微电网租赁共享储能的配电网博弈优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(18): 6611-6624.
- LI X S, FANG Z J, LI F, et al. Game-based optimal dispatching strategy for distribution network with multiple microgrids leasing shared energy storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(18): 6611-6624.
- [16] CHREIM B, ESSEGHIR M, MERGHEM-BOULAHIA L. Recent sizing, placement, and management techniques for individual and shared battery energy storage systems in residential areas: A review[J]. Energy Reports, 2024, 11: 250-260. DOI: 10.1016/j.egy.2023.11.053.
- [17] 杨帆, 王维庆, 程静, 等. 基于误差分配原则的发电侧共享储能容量规划研究[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(7): 91-102.
- YANG F, WANG W Q, CHENG J, et al. Capacity planning of shared energy storage on the generation side based on the error distribution principle[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(7): 91-102.
- [18] 王雨晴, 张敏, 王嘉兴, 等. 基于超模博弈的共享储能容量租赁价格决策[J]. 中国电力, 2025, 58(1): 164-173.
- WANG Y Q, ZHANG M, WANG J X, et al. Rental price decision of shared energy storage capacity based on supermodular game[J]. Electric Power, 2025, 58(1): 164-173.
- [19] 许小峰. 考虑平衡调节需求的共享储能服务模式及优化策略研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2023.
- [20] 舒敏. 电力2.0时代共享储能盈利模式分析[J]. 储能科学与技术, 2022, 11(11): 3720-3721.
- SHU M. Analysis on profit model of shared energy storage in power 2.0 era[J]. Energy Storage Science and Technology, 2022, 11(11): 3720-3721.
- [21] 白雪, 武昭原, 韩晓男, 等. 考虑多元盈利模式的新能源基地共享储能优化配置[J]. 现代电力, 2025, 42(3): 601-613, I0017.
- BAI X, WU Z Y, HAN X N, et al. Optimal configuration of sharing energy storage in new energy bases considering diversified business models[J]. Modern Electric Power, 2025, 42(3): 601-613, I0017.
- [22] 王韵楚, 张思, 林振智, 等. 分布式源荷参与辅助服务的市场机制与实现方法[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(18): 2-16. DOI:10.7500/AEPS20230515001.
- WANG Y C, ZHANG S, LIN Z Z, et al. Market mechanisms and implementation methods for distributed sources and loads participating in ancillary services[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(18): 2-16. DOI:10.7500/AEPS20230515001.
- [23] 闫东翔, 陈玥. 共享储能商业模式和定价机制研究综述[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(23): 178-191. DOI:10.7500/AEPS20220219003.
- YAN D X, CHEN Y. Review on business model and pricing mechanism for shared energy storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(23): 178-191. DOI:10.7500/AEPS20220219003.
- [24] WANG Y, HUANG M Y, XU T Q, et al. Dynamic-depreciation-aware bi-level capacity optimization of shared energy storage for renewable energy bases considering multi-service operation[J]. Energies, 2026, 19(14): 3311. DOI:10.3390/en19143311.
- [25] 汤洪海, 邢通, 李帆琪, 等. 考虑省间交易模式的新能源基地源-储协同外送优化及综合效益分配策略[J]. 新型电力系统, 2024, 2(3): 312-329. DOI:10.20121/j.2097-2784.https.240004.
- TANG H H, XING T, LI F Q, et al. Optimal scheduling and comprehensive benefit allocation strategy of source-storage collaborative delivery of new energy bases, considering the inter-provincial transaction mode[J]. New Type Power Systems, 2024, 2(3): 312-329. DOI:10.20121/j.2097-2784.https.240004.