

计及储能及需求侧资源参与的电能量-灵活爬坡服务联合交易出清方法

陈玥¹, 陈连福², 黄宏旭², 程通², 王巍桦¹

(1. 广东电网有限责任公司电力调度控制中心, 广州 510060; 2. 清华大学电机系, 北京 100084)

摘要: 为应对高比例新能源电力系统中因新能源出力不确定性导致的系统爬坡压力, 提出了一种储能与需求侧资源协同参与的电能量-灵活爬坡产品(flexible ramping products, FRP)联合交易机制。构建了计及储能与需求侧资源参与的电能量-FRP市场优化调度模型, 对FRP采用多段定价方式以激励系统中的可调节资源参与FRP服务, 通过需求响应实现了储能和需求侧灵活资源协同为系统提供爬坡能力, 满足了系统的爬坡需求。基于IEEE 30节点系统的仿真结果表明, 在系统净负荷急剧增大的关键爬坡时段, 储能参与FRP服务不仅可以有效减少上行灵活调节服务(flexible ramp-up, FRU)的出清频次, 还显著降低了FRU的价格, 特别是在新能源渗透率较高的场景中, 储能的快速响应特性可以显著增强系统的灵活性和稳定性。此外, 研究还发现储能参与FRP服务虽然在一定程度提高了能量市场价格, 但整体上提升了系统的调节能力。

关键词: 灵活爬坡服务; 储能; 灵活资源; 需求响应

Joint Trading Method for Electricity Energy and Flexible Ramping Product With Energy Storage and Demand-Side Resources

CHEN Yue¹, CHEN Lianfu², HUANG Hongxu², CHENG Tong², WANG Weihua¹

(1. Power Dispatching and Control Center, Guangdong Electric Power Co., Ltd., Guangzhou 510060, China; 2. Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China)

Abstract: A joint trading mechanism for electricity energy and flexible ramping products (FRP) with the collaborative participation of energy storage systems (ESS) and demand-side resources (DSR) is proposed to address the system ramping pressure caused by the uncertainty of new energy output in power systems with a high proportion of new energy. An optimized dispatching model for the electricity energy-FRP market is constructed, considering the participation of energy storage and demand-side resources. A multi-segment pricing approach is adopted for FRP to incentivize adjustable resources in the system to participate in FRP services. Through demand response, energy storage and flexible demand-side resources collaborate to provide ramping capacity for the system, meeting the system's ramp requirements. Simulation results based on the IEEE 30-bus system demonstrate that ESS participation in FRP services significantly reduces FRU clearing frequency and prices during sharp net load increase periods, particularly under high renewable penetration scenarios. The high responsiveness of ESS substantially enhances system flexibility and stability. Furthermore, while ESS participation marginally increases electricity market prices, it synergistically improves regulatory capacity of the system.

Key words: flexible ramping products; energy storage; flexible resources; demand response

0 引言

随着全球能源转型的加速, 风能和太阳能等可

再生能源在全球电力系统中的占比持续攀升。根据国际可再生能源署(International Renewable Energy Agency, IRENA)的数据, 2025年全球可再生能源新增装机容量预计达到692 GW, 其中光伏新增装机510 GW, 风电新增装机159 GW, 这些新增装机主要集中在中、美两国^[1]。然而, 新能源出力的间歇性、随机性和波动性导致电力系统净负荷曲线呈

基金项目: 广东省重点领域研发计划资助项目(2023B0909040003)。

Foundation item: Supported by the Key-Area Research and Development Program of Guangdong Province (2023B0909040003).

现出“鸭子曲线”和“峡谷曲线”等复杂形态,给传统调度模式带来了严峻挑战^[2]。为应对新能源出力不确定性引发的系统爬坡压力,北美、欧洲等电力市场率先推出灵活爬坡产品(flexible ramping products, FRP)^[3]。美国宾夕法尼亚-新泽西-马里兰电力市场(Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection, PJM)、加州电力市场(California independent system operator, CAISO)等电力市场于2016年启动了FRP的交易,澳大利亚国家电力市场(National Electricity Market, NEM)通过动态定价机制激励储能参与FRP^[4]。在中国,电力现货试点省份如山东已经出台了爬坡辅助服务的市场规则,广东电力现货市场也在积极探索FRP交易机制。随着新型电力系统建设的加速推进,储能技术与需求侧资源的灵活调节潜力将成为破解高比例新能源波动性难题的关键路径。储能凭借其秒级至分钟级的快速响应、双向调节的特性成为平抑新能源波动、增强系统灵活性的关键支撑。

本文聚焦储能与需求侧资源协同参与的电能量-灵活爬坡产品联合出清方法,以提升新型电力系统灵活性。国内外相关学术研究主要集中在优化建模方法、市场机制创新及资源聚合策略等方向,但对需求侧资源及储能在短周期内通过需求响应协同提供FRP服务的机制尚缺乏系统研究。FRP的优化建模是保障其有效运行的核心,现有研究多基于随机规划^[5]、分布鲁棒优化^[6]及场景分析法^[7]处理新能源不确定性。文献[8]提出了两阶段联合出清模型,通过风光储场站协同调度平衡实时市场波动,验证了模型在提升经济性与灵活性方面的有效性。文献[9]构建了虚拟电厂两阶段分布鲁棒优化模型,结合Wasserstein距离刻画可再生能源出力不确定性,实现日前投标与日内调度的鲁棒优化。文献[10]提出了基于混合整数线性规划的两阶段调度模型,通过量化净负荷不确定性场景优化可调节资源,显著降低系统运行成本。此外,文献[11]针对FRP设计提出增强型日前市场模型,结合15min实时市场验证,证明其能更精准匹配净负荷波动需求。市场化机制设计是FRP推广的关键,现有研究聚焦定价策略、出清规则及市场均衡分析^[12-13]。文献[14]提出了基于随机规划的FRP采购框架,通过优化预期系统成本减少市场外干预,实证表明其能提升价格信

号有效性。文献[15]构建了计及碳捕集电厂的气-电耦合系统低碳经济模型,量化燃气机组与碳捕集电厂的FRP贡献,揭示了碳价对调度决策的敏感性。文献[16]综合考虑负荷与新能源出力的不确定性,采用概率统计方法量化爬坡需求,并搭建两阶段优化模型实现储能与火电协同提供爬坡服务,为不确定性场景下的系统灵活性优化提供了参考。此外,文献[17]基于多智能体深度强化学习模拟日前市场竞价博弈,证明了维克里-克拉克-格罗夫斯机制(Vickrey-Clarke-Groves, VCG)可抑制发电商市场力,提升市场效率。需求侧资源作为灵活性调节的重要补充,其参与机制成为研究热点^[18]。文献[19]提出了用户侧虚拟电厂双层优化模型,利用代理模型进化算法聚合分散资源,验证了用户侧FRP交易的可行性。文献[20]设计了含储能的双层交易机制,通过博弈模型协调新能源发电商与储能运营商,结果表明需求侧资源可显著提升市场灵活调节潜力。文献[21]构建了需求侧资源实时市场模型,采用参数化编程量化其FRP贡献,证明其能有效缓解系统爬坡压力。此外,文献[22]探讨了电解铝园区参与FRP的经济性,提出了两阶段优化模型,通过负荷灵活调节降低购电成本,验证工业用户在高比例新能源电力系统中的调节价值。

本文提出了需求侧灵活资源与储能共同参与电能量-FRP服务的市场机制与优化调度模型,并分析了储能在FRP服务中的重要作用和贡献。本文所提的需求侧灵活资源与储能共同参与电能量-FRP服务的市场机制更加有利于提升高比例新能源电力系统调节运行的灵活性与拓展市场主体的多样性。

1 灵活性爬坡的需求与定价

1.1 灵活性爬坡需求的确定

灵活爬坡产品包括上行与下行两种类型,在美国加州电力市场中称为上行灵活调节服务(flexible ramp-up, FRU)即上爬坡服务和下行灵活调节服务(flexible ramp-down, FRD)即下爬坡服务^[23-24]。本文考虑的灵活性爬坡能力的承担主体主要为储能和负荷侧的各类灵活资源,通过需求响应(demand response, DR)的方式来满足系统上爬坡、下爬坡的功率调节需求。如系统中可中断负荷、储能系统、工业负荷、商业建筑负荷以及电动汽车等灵活

资源可以响应调度机构的需求为系统提供秒级、分钟级的爬坡能力。

实时调度中,系统爬坡需求(包括上爬坡和下爬坡)由下一调度时段与当前时段的净负荷差值确定。而系统需求的变化量由两个部分组成,一是系统下一个时段的净负荷相较当前时段的变化量,称为预测负荷波动;二是为了满足系统净负荷预测一定置信区间(如 95%)内的偏差而额外产生的 FRP 需求量,称为不确定性需求^[23]。FRP 需求确定方法如图 1 所示。

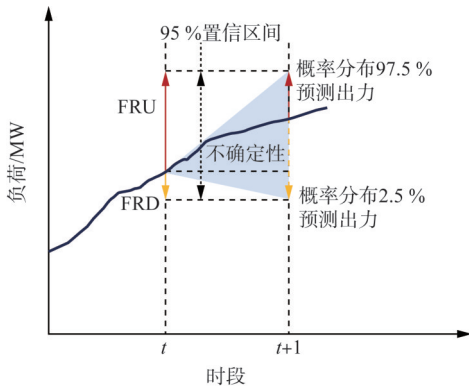


图 1 FRP 需求确定方法示意图

Fig. 1 Schematic diagram of FRP requirement determination method

首先,预测负荷波动造成的 FRP 需求量可以表示为:

$$\begin{cases} R_t^{DU} = \max(0, \Delta D_t) \\ R_t^{DD} = \min(0, \Delta D_t), t \in T \\ \Delta D_t = D_{t+1}^F - D_t^R \end{cases} \quad (1)$$

式中: R_t^{DU} 、 R_t^{DD} 分别为 FRU 和 FRD 在 t 时段因系统预测净负荷变化产生的需求; D_t^R 为 t 时段的实际系统净负荷; D_{t+1}^F 为 $t+1$ 时段的系统净负荷预测值; ΔD_t 为相邻时段的系统净负荷差值; T 为总时段。

进一步,考虑不确定性需求造成的 FRP 需求量可以表示为:

$$\begin{cases} R_t^{UU} = \max(0, E_t^U + R_t^{DD}) \\ R_t^{UD} = \min(0, E_t^D + R_t^{DU}) \end{cases}, t \in T \quad (2)$$

其中:

$$\begin{cases} E_t^U = \max(0, P_t^U) \\ \int_{-\infty}^{P_t^U} p_t(\varepsilon) d\varepsilon = C^U \end{cases} \quad (3)$$

$$\begin{cases} E_t^D = \min(0, P_t^D) \\ \int_{-\infty}^{P_t^D} p_t(\varepsilon) d\varepsilon = C^D \end{cases} \quad (4)$$

式中: R_t^{UU} 、 R_t^{UD} 分别为由负荷不确定性导致的向上爬坡和向下爬坡需求; C^U 与 C^D 分别为置信区间的上下界; E_t^U 为在 t 时段处于上置信水平的向上灵活爬坡不确定性量; E_t^D 为在 t 时段处于下置信水平的向下灵活爬坡不确定性量; P_t^U 、 P_t^D 分别为与之对应的置信水平下的系统净负荷上下界; $p_t(\cdot)$ 为预测误差的概率分布函数; ε 为积分变量,表示净负荷预测误差。

从而, FRP 的需求量可以表示为:

$$\begin{cases} F_t^{RU} = R_t^{DU} + R_t^{UU} \\ F_t^{RD} = R_t^{DD} + R_t^{UD} \end{cases}, t \in T \quad (5)$$

式中 F_t^{RU} 、 F_t^{RD} 分别为 FRU 和 FRD 在 t 时段的总需求。FRP 的需求量由预测负荷波动和不确定性需求两部分构成。在新能源渗透率不断提高的背景之下,新能源与生俱来的出力随机性和不确定性将会持续影响高比例新能源电力系统净负荷的波动和不确定性,大规模的新能源出力时空耦合将导致系统净负荷的不确定性进一步放大。由此,系统净负荷变化的高度不确定性在系统负荷曲线变化趋势比较剧烈的时段(骤然下降或上升)往往会导致系统电源爬坡能力的不足。此时,为了维持电力系统的安全平稳运行,系统需要获取一定规模的需求侧灵活性爬坡能力以应对由于新能源出力不确定性、负荷波动造成的净负荷不确定性的变化。

1.2 需求侧灵活提供 FRP 服务的定价

本文提出采用需求曲线多段定价的方法来实现 FRP 需求的定价,以激励需求侧灵活资源和储能等市场主体充分参与系统的 FRP 服务,为系统提供多元的灵活性。FRP 服务多段定价的形式有利于调度机构针对系统自然爬坡能力不足的成本与获取需求侧灵活资源爬坡能力成本之间进行权衡,即在获取额外爬坡能力所需成本与避免因爬坡能力不足导致的惩罚电价之间权衡,以确定爬坡服务价格的上限,尽可能满足事件概率较大的爬坡能力需求。为保证系统正常安全的运行,爬坡服务价格上限通常要低于市场中调频辅助服务的价格上限,以确保优先满足系统的调频需求保证系统的稳定运行。本文中采用 3 段定价的形式来确定系统 FRP 的价格,如图 2 所示。

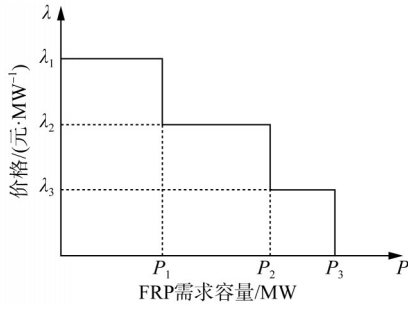


图2 FRP需求定价曲线

Fig. 2 Pricing curve for FRP demand

2 计及储能与需求侧资源参与的电能量-灵活爬坡服务市场出清模型

2.1 电能量-FRP市场出清框架

灵活爬坡服务旨在帮助电力系统维持和使用可调度容量,以应对短周期内的净系统需求变化。本文提出的FRP市场出清模型在实时市场中实施,具体地包括:在实时机组组合(real-time unit commitment, RTUC)和以15 min为一个运行周期的实时经济调度(real-time economic dispatch, RTED)的基础上,在RTED中针对储能和需求侧资源开展FRP的需求响应。当系统的自然爬坡能力能够满足系统的爬坡需求时,则无需开展FRP服务。当系统中新能源出力不确定性导致系统净负荷波动和不确定性增大,且系统的自然爬坡能力不能满足系统的爬坡要求时,在RTED阶段开展FRP服务,调动需求侧资源和储能为系统提供额外的爬坡能力。储能参与FRP服务的同时参与RTED的能量交易。本文提出的计及储能与需求侧资源参与的电能量-FRP服务市场出清框架图如图3所示。

2.2 电能量-FRP市场出清模型

本文提出的储能与需求侧资源参与的电能量-FRP服务交易框架中,现货电能量和FRP服务进行联合出清,构建的目标函数如式(6)所示,实现包含火电发电、启停成本以及储能运行成本在内的系统总成本最小化与FRP需求响应效用最大化的目标^[25-27]。

$$\min \sum_{i=1}^{N_b} \sum_{t=1}^T [C_{i,t}^P(P_{i,t}) + C_{i,t}^U] + \sum_{j=1}^{N_{es}} \sum_{t=1}^T C_{j,t}^E(Q_{j,t}) - \sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^S X_{t,s}^{up} \lambda_{t,s}^{up} - \sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^S X_{t,s}^{dn} \lambda_{t,s}^{dn} \quad (6)$$

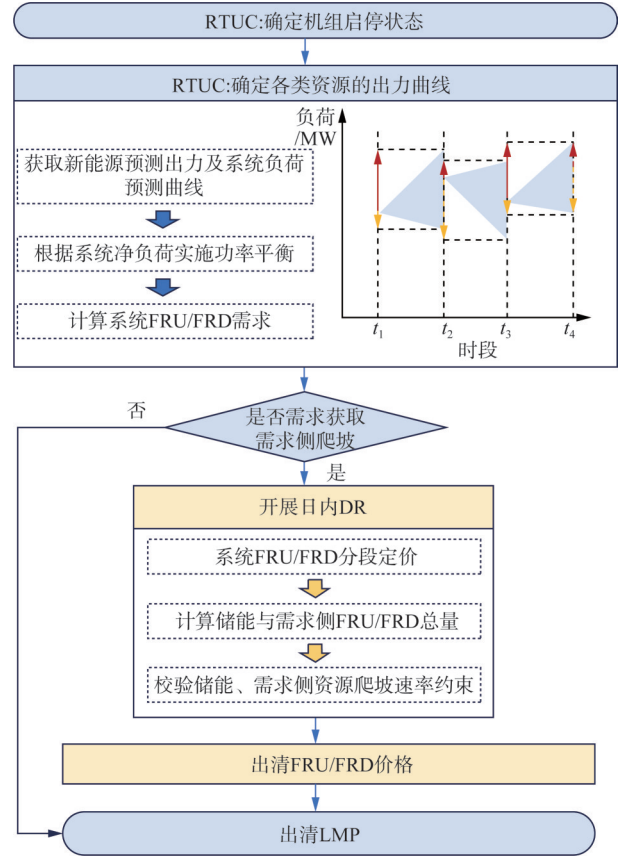


图3 电能量-FRP市场出清框架示意图

Fig. 3 Schematic diagram of the clearing framework for the electric electricity-FRP market

式中: $C_{i,t}^P$ 为火电机组的二次函数形式表示机组出力成本函数; $P_{i,t}$ 为火电机组的出力; $C_{i,t}^U$ 为火电机组的启停成本; $C_{j,t}^E$ 为储能的运行成本函数; $Q_{j,t}$ 为储能的出力,正值表示放电,负值表示充电; $X_{t,s}^{up}$ 、 $X_{t,s}^{dn}$ 分别为上、下爬坡需求量; $\lambda_{t,s}^{up}$ 、 $\lambda_{t,s}^{dn}$ 分别为灵活爬坡上、下爬坡需求的价格; N_b 为火电机组数量; N_{es} 为储能系统数量; t 为当前调度周期; i 为火电机组编号; j 为储能编号; S 为灵活爬坡上爬坡/下爬坡的价格区间数量; s 为阶段编号。

系统的功率平衡约束如式(7)所示,表示系统在任意时刻 t 的功率平衡关系。

$$\sum_i P_{i,t} + \sum_j Q_{j,t} = \sum_k D_{k,t} \quad (7)$$

式中: $P_{i,t}$ 为火电机组 i 在时段 t 的出力; $Q_{j,t}$ 为储能系统 j 在时段 t 的输出功率(充电为负,放电为正); $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的负荷; k 为负荷节点编号。

传输容量约束如式(8)所示。

$$T_g(P_i + Q_i) - T_d D_i \leq \bar{F}_i, \forall t \quad (8)$$

式中： P_i 、 Q_i 、 D_i 分别为时段 t 时的火电机组总出力、储能总出力和总负荷； T_g 为发电机组与节点的关联矩阵； T_d 为负荷与节点的关联矩阵； $\bar{F}_l$ 为线路 l 的最大允许潮流。

储能充放电约束如式(9)–(10)所示。

$$\alpha_{j,t}^{\text{dis}} Q_{j,t}^{\text{dis}} + \alpha_{j,t}^{\text{ch}} Q_{j,t}^{\text{ch}} = Q_{j,t} \quad \forall j, t \quad (9)$$

$$\alpha_{j,t}^{\text{dis}} + \alpha_{j,t}^{\text{ch}} \leq 1 \quad \forall j, t \quad (10)$$

式中： $\alpha_{j,t}^{\text{ch}}$ 、 $\alpha_{j,t}^{\text{dis}}$ 为储能的充放电状态0-1变量； $Q_{j,t}^{\text{ch}}$ 、 $Q_{j,t}^{\text{dis}}$ 分别为储能的充、放电功率。

储能能量平衡方程如式(11)–(14)所示。

$$0 \leq E_{j,t} \leq E^{\text{ESS}} \quad \forall j, t \quad (11)$$

$$E_{j,t} = E_{j,t-1} - \eta^{\text{ch}} Q_{j,t}^{\text{ch}} \Delta t - \frac{Q_{j,t}^{\text{dis}}}{\eta^{\text{dis}}} \Delta t \quad \forall j, t \quad (12)$$

$$S_{j,t} = S_{j,t-1} - \frac{\eta^{\text{ch}} Q_{j,t}^{\text{ch}} \Delta t}{E^{\text{ESS}}} - \frac{Q_{j,t}^{\text{dis}} \Delta t}{\eta^{\text{dis}} E^{\text{ESS}}} \quad \forall j, t \quad (13)$$

$$S_{j,\min} \leq S_{j,t} \leq S_{j,\max} \quad \forall j, t \quad (14)$$

其中：式(11)为储能的容量约束； $E_{j,t}$ 为储能 j 在 t 时段的存储容量；式(12)为容量动态方程；式(13)为储能荷电状态(SOC)的动态方程；式(14)为储能的荷电状态约束， $S_{j,t}$ 为储能 j 在 t 时段的荷电状态； η^{ch} 、 η^{dis} 分别为充、放电效率； E^{ESS} 为储能系统额定容量； Δt 为调度时间间隔； $S_{j,\max}$ 、 $S_{j,\min}$ 分别为储能的、最小荷电状态限值。

火电机组的爬坡能力约束如式(15)–(18)所示。

$$P_{i,t+1} \leq P_{i,t} + P_{i,t}^{\text{RU}} \leq P_{i,\max} \quad \forall i, \forall t \quad (15)$$

$$P_{i,\min} \leq P_{i,t} - P_{i,t}^{\text{RD}} \leq P_{i,t+1} \quad \forall i, \forall t \quad (16)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{RU}} \leq P_{i,\max}^{\text{RU}}, 0 \leq P_{i,t}^{\text{RD}} \leq P_{i,\max}^{\text{RD}} \quad \forall i, \forall t \quad (17)$$

$$P_{i,t} \in P_i \quad (18)$$

式中： $P_{i,t}^{\text{RU}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{RD}}$ 分别为火电机组的爬坡上、下爬坡容量； $P_{i,\max}^{\text{RU}}$ 、 $P_{i,\max}^{\text{RD}}$ 分别为火电机组的爬坡上、下爬坡容量限值； P_i 为火电机组出力可行域。

储能系统的爬坡能力约束如式(19)–(22)所示。

$$Q_{j,t+1} \leq Q_{j,t} + Q_{j,t}^{\text{RU}} \leq Q_{j,\max} \quad \forall j, \forall t \quad (19)$$

$$Q_{j,\min} \leq Q_{j,t} - Q_{j,t}^{\text{RD}} \leq Q_{j,t+1} \quad \forall j, \forall t \quad (20)$$

$$0 \leq Q_{j,t}^{\text{RU}} \leq Q_{j,\max}^{\text{RU}}, 0 \leq Q_{j,t}^{\text{RD}} \leq Q_{j,\max}^{\text{RD}} \quad \forall j, \forall t \quad (21)$$

$$Q_{j,t} \in Q_j \quad (22)$$

式中： $Q_{j,t}^{\text{RU}}$ 、 $Q_{j,t}^{\text{RD}}$ 分别为储能的爬坡上、下爬坡容量； $Q_{j,\max}^{\text{RU}}$ 、 $Q_{j,\max}^{\text{RD}}$ 分别为储能系统的爬坡上、下爬坡容量限值； $Q_{j,\max}$ 、 $Q_{j,\min}$ 分别为储能系统的充放

电功率上、下限值； Q_j 为储能系统的出力可行域。

爬坡服务需求约束如式(23)–(24)所示。爬坡辅助服务的出清价格是爬坡服务需求约束的影子价格。

$$F_t^{\text{RU}} \leq \sum_i P_{i,t}^{\text{RU}} + \sum_j Q_{j,t}^{\text{RU}} + \sum_s X_{t,s}^{\text{up}}: \lambda_{t,s}^{\text{up}}, \quad \forall t \quad (23)$$

$$F_t^{\text{RD}} \leq \sum_i P_{i,t}^{\text{RD}} + \sum_j Q_{j,t}^{\text{RD}} + \sum_s X_{t,s}^{\text{dn}}: \lambda_{t,s}^{\text{dn}}, \quad \forall t \quad (24)$$

式中 $X_{t,s}^{\text{up}}$ 、 $X_{t,s}^{\text{dn}}$ 分别为需求侧资源提供的上、下爬坡需求量。

进一步，爬坡服务需求可以表示为：

$$F_t^{\text{RU}} = \max \left\{ \sum_{k \notin \Omega_t} (D_{k,t+1} - D_{k,t}) + R_t^{\text{DU}}, 0 \right\} \quad (25)$$

$$F_t^{\text{RD}} = \max \left\{ \sum_{k \notin \Omega_t} (D_{k,t} - D_{k,t+1}) + R_t^{\text{DD}}, 0 \right\} \quad (26)$$

式中： $D_{k,t}$ 为节点 j 在 t 时刻的负荷； Ω_t 为灵活调节资源集合。考虑到爬坡服务的实际市场应用，本文将由负荷不确定性导致的爬坡需求定义为：

$$R_t^{\text{DU}} = R_t^{\text{DD}} = \kappa \sum_{k \notin \Omega_t} D_{k,t} \quad (27)$$

式中 κ 为由预测不确定性导致的负荷不确定性水平。

3 算例分析

3.1 场景及参数设置

本文通过IEEE 30节点系统进行储能参与爬坡服务的优化调度模型算例分析。储能并网点设置于节点5。调度周期为24 h，调度间隔为15 min。本文调度优化模型的求解通过MATLAB R2022b调用Gurobi 12.0实现。系统中的火电机组参数配置如表1所示。系统中的储能系统的参数配置如表2所示。

本算例中，FRP最大响应资源占总负荷的比例

表1 火电机组的参数设置

Tab. 1 Parameter setting of thermal power units

发电机	节点	$P_{\max}$ /MW	$P_{\min}$ /MW	爬坡速率/ (%·30 min ⁻¹)
G1	1	80	16	9.6
G2	2	80	16	9.6
G3	22	50	10	6
G4	27	55	11	6.6
G5	23	30	6	3.6
G6	13	40	8	4.8

表2 储能系统参数设置

Tab. 2 Parameter settings for energy storage system

$E^{\text{ESS}}/\text{MWh}$	Q_{max}/MW	Q_{min}/MW	$Q_{\text{max}}^{\text{RU}}/\text{MW}$	$Q_{\text{max}}^{\text{RD}}/\text{MW}$
10	10	-10	5	5
η^{ch}	η^{dis}	S_{min}	S_{max}	
0.95	0.95	0.1	1	

设置为10%。负荷不确定性水平设置为3%。为模拟仿真验证储能在高比例新能源系统中对爬坡服务的贡献及市场价值,本文设置了不同光伏发电量渗透率的4种典型场景如图4所示,分别为:

场景1:不考虑新能源接入,用户侧负荷呈现午间和晚间双峰特征;

场景2:新能源发电量占比达到5.97%;

场景3:新能源发电量占比达到11.95%;

场景4:新能源发电量占比达到17.92%,负荷形成典型的“鸭子曲线”形状。

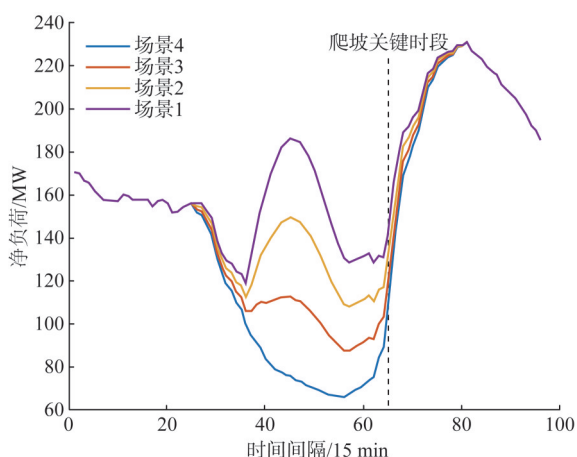


图4 不同场景中的负荷曲线

Fig. 4 Load curves in different scenarios

首先,本文针对场景4中的典型“鸭子曲线”负荷情景下储能参与现货市场交易和FRP服务进行了模拟仿真,验证了所提优化调度模型的正确性和适用性。其中,储能系统在参与能量市场和爬坡服务的过程中,储能的充放电计划与系统中的光伏出力紧密相关,在午间时段光伏大发时储能进行快速充电,在系统关键爬坡时段(T65前后)进行放电有效支撑了爬坡服务。储能的充放电计划及SOC模拟仿真结果,如图5所示。

在微观经济学的视角下,能量市场中的电价水平与负荷水平体现出市场的供需关系,当负荷水平较高时能量价格也会偏高,当光伏出力水平较高、

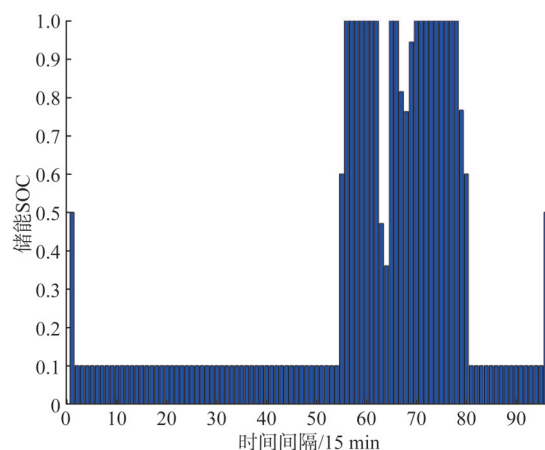


图5 储能系统的SOC曲线

Fig. 5 SOC curve of energy storage system

净负荷水平较低时,系统的能量价格会偏低。根据潮流模型中功率平衡约束的对偶变量可以求得节点边际电价(locational marginal price, LMP)^[28-29]。根据仿真结果,出清的节点边际电价如图6所示。

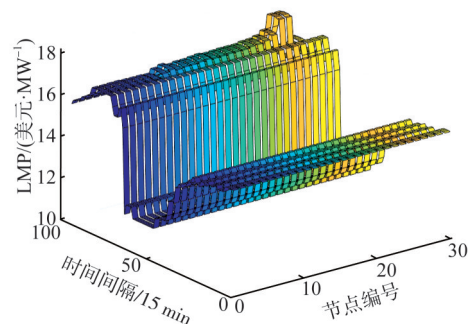


图6 系统节点边际电价

Fig. 6 LMP of the system

爬坡服务是在系统常规火电机组爬坡不能满足系统爬坡需求时,采用需求响应的方式调用灵活性资源和储能为系统提供爬坡能力。在本算例的仿真中,出清的FRU电价如图7所示,在负荷曲线爬坡的关键阶段,产生了2个时段的FRU需求。相应时段的FRU中各类资源的中标量如图8所示,火电、储能和系统的需求侧资源共同提供了爬坡服务。

3.2 储能在FRP服务中的作用分析

系统爬坡服务需求的总量受到新能源出力不确定性、负荷不确定性等多重因素的影响,从而负荷曲线的不确定性水平越高,系统在关键爬坡时段的爬坡服务需求量越大。本文统计分析了场景2中不同负荷不确定性水平条件下FRU的需求总量,负荷

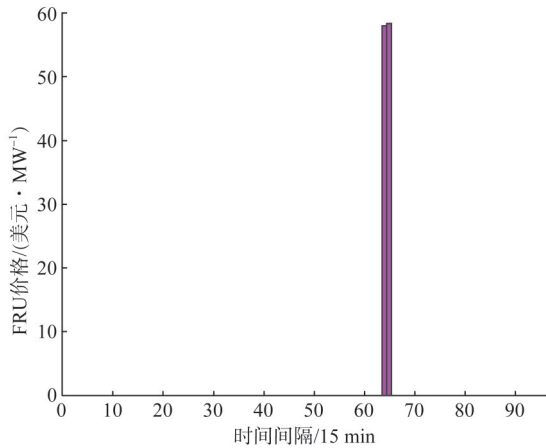


图7 FRU出清价格

Fig. 7 FRU clearance prices

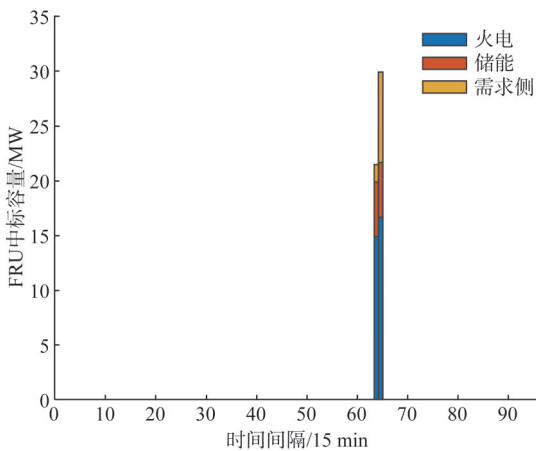


图8 FRU 中标量成分

Fig. 8 Scalar components in FRU

不确定性水平在 2 % 至 9 % 区间时对应的 FRU 需求总量的箱线图如图 9 所示。随着负荷不确定性水平的增加, FRU 需求总量呈现逐步放大的趋势, 这表明当系统中新能源不确定性及负荷不确定性增加后, 系统需要更多的调节资源来满足爬坡服务的需要。

本文重点分析储能系统参与 FRP 服务与不参与 FRP 服务情景下, FRP 出清价格及 LMP 出清价格的对比, 分析了储能在参与提供 FRP 服务过程中对系统的贡献。以 FRP 出清价格为例, 在场景 2 中负荷不确定性水平从 0 逐步增大到 4 % 的过程中, 储能参与/不参与爬坡服务两种情景下的 FRU 出清价格, 如图 10 所示。在负荷不确定性水平较低的情景中, 储能参与 FRP 服务能够明显降低系统对于额外其他调节性资源的需求, 从而降低了爬坡价格。在负荷

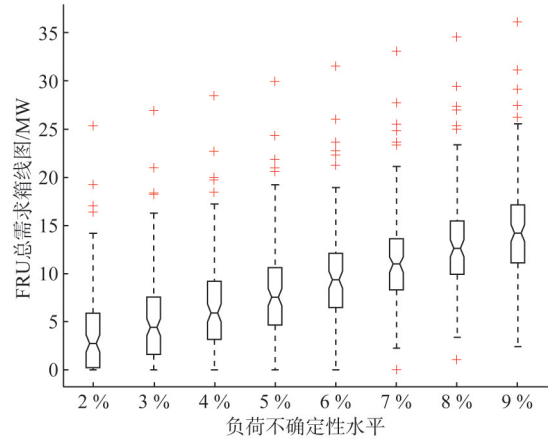


图9 FRU需求箱线图

Fig. 9 FRU total demand box diagram

不确定性水平较高的情境中, 储能凭借低运行成本的优势能够有效地降低 FRP 出清价格。

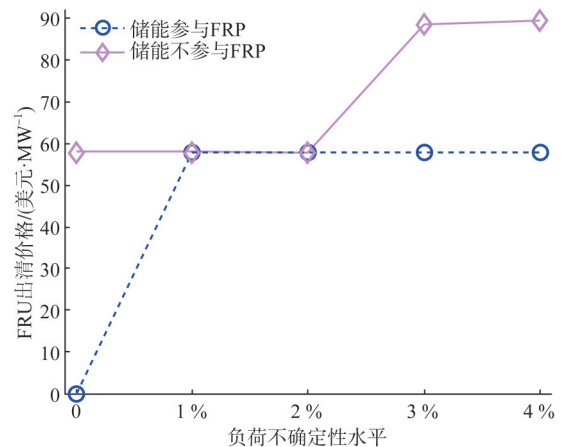


图10 FRU出清价格对比图

Fig. 10 Comparison chart of FRU clearance prices

同时, 本文分析了在场景 2 中负荷不确定性水平从 0 逐步增大到 4 % 的过程中, LMP 出清价格的水平, 如图 11 所示。当储能参与 FRP 服务时, 系统的 LMP 出清价格要高于储能不参与 FRP 服务情景的 LMP 价格。主要原因是储能为参与 FRP 服务而损失了机会成本, 导致系统的能量价格有所增大。储能在提供 FRP 服务的过程中, 为下一时段预留了上爬坡容量而损失了当前时刻的能量出力, 导致低成本的储能未能充分提供能量支撑, 从而系统的整体能量价格有所增大。这也侧面表明了, 爬坡服务的开展在一定程度上导致了现货能量市场的价格扭曲。当负荷不确定性水平越大, 能量市场出清价格的失真程度会越严重。

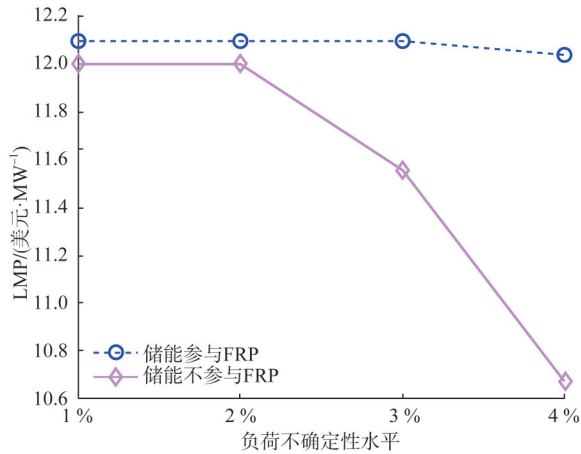


图 11 LMP 价格对比图

Fig. 11 LMP price comparison chart

进一步,本文分析了4个场景中关键爬坡阶段前后的FRU产生的频次和时段,如图12所示。总体来看,随着新能源渗透率的逐渐提高,爬坡服务出清的频次逐步增大,并且爬坡服务的出清的时段范围也有所扩大。场景1中储能参与FRP和没有参与FRP服务的情景中,FRU出清时段都集中在T65。场景2中,储能没有参与FRP服务的情景中FRU出清发生在T64和T65两个时段,而储能参与FRP的情景中FRU出清仅发生在T65一个时段。场景3中,储能没有参与FRP服务的情景中FRU出清发生在T64、T65和T66 3个时段,而储能参与FRP的情景中FRU出清仅发生在T65一个时段。场景4中,储能没有参与FRP服务的情景中该模型已无法成功求解,说明现有的火电、储能和可调节资源已经不能满足系统爬坡的需求,而储能参与FRP的情景中FRU出清仅发生在T64和T65两个时段,表明储能参与FRP服务后可以有效改善系统的调节能力、增强系统的灵活性。

4 结论

本文提出了一种储能与需求侧资源协同参与电能量-灵活爬坡服务的市场机制,在高比例新能源电力系统中可以有效应对新能源出力不确定性带来的系统爬坡压力。并提出了计及储能与需求侧资源参与的电能量-FRP市场机制与市场出清模型,实现了储能与需求侧资源共同参与电能量-FRP服务交易。需求侧资源和储能的共同参与,有效增加了系统爬坡能力和灵活性。在本文构建的分析场景

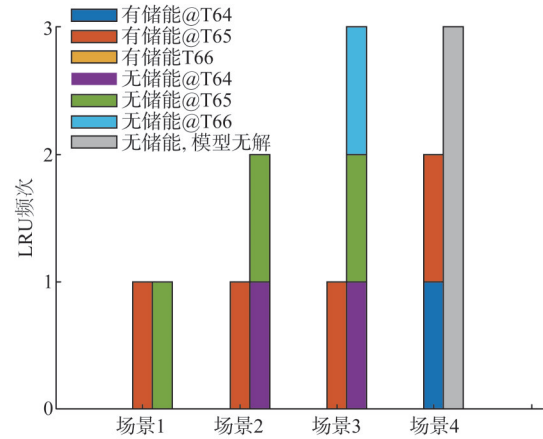


图 12 不同场景的FRU出清时段及频次

Fig. 12 FRU clearing periods and frequencies in different scenarios

中,一定规模的需求侧资源对于提供系统爬坡能力起到了基础性作用,本文重点对储能参与FRP服务开展了敏感性分析。

通过模拟仿真计算,可以发现储能对于高比例新能源电力系统的爬坡服务具有显著的支撑作用。主要表现在两方面:1)储能的参与可以有效减少FRP出清发生的频次,尤其是在新能源渗透率较高的电力系统中,储能参与FRP服务可以在系统关键爬坡时段显著降低FRP需求的频次,提高了系统的稳定性和灵活性。2)储能参与FRP服务可以有效降低FRP的出清价格。由于储能的运行成本较低,参与FRP服务时可以显著降低FRP出清价格。对于新能源渗透率较高的电力系统,负荷不确定性越高,储能对于FRP的出清价格的降低作用越明显。

储能参与FRP服务时,需预留容量以应对爬坡需求,由此产生的机会成本将导致系统能量价格上升。但总的来说,储能整体上提升了系统的调节能力,使得系统获得了更具价值的灵活性和稳定性。

参考文献

- [1] IRENA. Renewable capacity statistics 2025 [R]. [2025 - 5-3], <https://www.irena.org/Publications/2025/Mar/Renewable-capacity-statistics-2025>.
- [2] 武昭原,周明,王剑晓,等.双碳目标下提升电力系统灵活性的市场机制综述[J].中国电机工程学报,2022,42(21):7746-7764.
WU Zhaoyuan, ZHOU Ming, WANG Xiaojian, et al. Market mechanism review for enhancing power system flexibility under carbon neutrality goals [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(21): 7746 - 7764.
- [3] CAISO. Flexible ramping product draft final technical ap-

- pendix. [EB/OL]. [2025 - 5-20] <https://www.caiso.com/informed/Pages/StakeholderProcesses/CompletedClosedStakeholderInitiatives/FlexibleRampingProduct.aspx>.
- [4] 胡臻, 刘静, 张凯, 等. 美国爬坡辅助服务市场的需求价格曲线机制分析[J]. 电力需求侧管理, 2024, 26(5): 113 - 118.
HU Zhen, LIU Jing, ZHANG Kai, et al. Analysis of demand price curve mechanism in U.S. ramp services market[J]. Power Demand Side Management, 2024, 26(5): 113 - 118.
 - [5] CHEN H, HUANG J, LIN Z, et al. Stochastic economic dispatch based optimal market clearing strategy considering flexible ramping products under wind power uncertainties[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2024, 10(4): 1525 - 1535.
 - [6] REN X, HUANG X, LUO D, et al. Mathematical models of the flexible ramping market demand curve adapted to china's electricity market [C]//2024 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia), July 9 - 12, 2024, Pattaya, Thailand. New York: IEEE, 2024: 207 - 213.
 - [7] SONG M, SU C, WU M, et al. Capacity determination model for flexible ramping products based on kernel density estimation [C]//2023 3rd Power System and Green Energy Conference (PSGEC), August 24 - 26, 2023, Shanghai, China. New York: IEEE, 2023: 411 - 416.
 - [8] 成明洋, 邢海军, 米阳, 等. 考虑风光储场站参与灵活爬坡的两阶段市场联合出清[J]. 上海交通大学学报, 2025, 59(10): 1451 - 1463.
CHENG Mingyang, XING Haijun, MI Yang, et al. Two-stage joint market clearing considering participation of wind, solar, and energy storage in flexible ramping[J]. Shanghai Jiaotong University, 2025, 59(10): 1451 - 1463.
 - [9] 俞鸿飞, 王韵楚, 吕瑞扬, 等. 考虑灵活爬坡产品的虚拟电厂两阶段分布鲁棒优化运营策略[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(14): 16 - 27.
YU Hongfei, WANG Yunchu, LÜ Ruiyang, et al. Two-stage distributionally robust optimization operation strategy for virtual power plants considering flexible ramping products[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(14): 16 - 27.
 - [10] 林顺富, 张琪, 沈运帷, 等. 面向灵活爬坡服务的高比例新能源电力系统可调节资源优化调度模型[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(2): 90 - 100.
LIN Shunfu, ZHANG Qi, SHEN Yunwei, et al. Optimal scheduling model of adjustable resources for high-proportion renewable energy power systems oriented to flexible ramping services[J]. Power System Protection Control, 2024, 52(2): 90 - 100.
 - [11] GHALJEHEI M, KHORSAND M. Day-ahead operational scheduling with enhanced flexible ramping product: design and analysis[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(3): 1842 - 1856.
 - [12] 唐琦雯, 徐文欣, 章枫, 等. 适应水电参与的灵活性爬坡产品交易机制[J]. 浙江电力, 2022, 41(8): 17 - 24.
TANG Qiwen, XU Wenxin, ZHANG Feng, et al. Flexible ramping product trading mechanism adapting to hydropower participation[J]. Zhejiang Electric Power, 2022, 41(8): 17 - 24.
 - [13] 王玲玲, 刘恋, 张镭, 等. 电力系统灵活调节服务与市场机制研究综述[J]. 电网技术, 2022, 46(2): 442 - 452.
 - [14] YURDAKUL O, ELA E, BILLIMORIA F. Flexible ramping product procurement in day-ahead markets[J]. IEEE Transactions on Energy Markets, Policy and Regulation, 2025, 3(1): 13 - 31.
 - [15] 张景淳, 陈胜, 彭琰, 等. 计及灵活爬坡的气-电耦合综合能源系统低碳经济调度研究[J]. 电网技术, 2022, 46(9): 3315 - 3325.
ZHANG Jingchun, CHEN Sheng, PENG Yan, et al. Low-carbon economic dispatch of gas-electric coupled integrated energy system considering flexible ramping[J]. Power System Technology, 2022, 46(9): 3315 - 3325.
 - [16] 林顺富, 施佳辉, 周波, 等. 考虑需求不确定性的比例新能源电力系统灵活性优化[J]. 电力系统及其自动化学报, 2023, 35(11): 122 - 132.
 - [17] LIN Shunfu, SHI Jiawei, ZHOU Bo, et al. Flexibility optimization of high-proportion renewable energy power systems considering demand uncertainty[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2023, 35(11): 122 - 132.
 - [17] XING S, XIE J, GE Y, et al. Agent-based simulation analysis of day-ahead market pricing mechanism with flexible ramping products[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2024: 1 - 13.
 - [18] GAO X, ZHU Z, CHAN K W, et al. Equilibrium modelling and analysis in energy market with a novel procurement mechanism for flexible ramping products [C]//2023 IEEE Belgrade PowerTech, June 25 - 29, 2023, Belgrade, Serbia. New York: IEEE, 2023: 1 - 6.
 - [19] 龚开, 黄鹏飞, 王旭, 等. 基于代理模型进化算法的用户侧灵活爬坡产品交易策略[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(16): 132 - 141.
GONG Kai, HUANG Pengfei, WANG Xu, et al. User-side flexible ramping product trading strategy based on agent-based evolutionary algorithm [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(16): 132 - 141.
 - [20] CHENG C, ZHANG Y, ZHOU Y, et al. Dual-layer trading mechanism in the day-ahead market considering energy storage as flexible ramping product[C]//2024 4th International Conference on Intelligent Technology and Embedded Systems (ICITES), September 20 - 23, 2024, Chengdu, China. New York: IEEE, 2024: 84 - 92.
 - [21] ZHAO Y, DONG K, CHENG T, et al. Quantifying the effects of demand-side resources to provide flexible ramping products [C]//2023 3rd Power System and Green Energy Conference (PSGEC), August 24 - 26, 2023, Shanghai, China. New York: IEEE, 2023: 798 - 803.
 - [22] SUN Y, HAN L, LI Y. Optimal scheduling of the electrolytic aluminium industrial park participating in flexible ramp products [C]//4th Energy Conversion and Economics Annual Forum (ECE Forum 2024), December 14 - 15, 2024, Beijing, China. London, UK: IET, 2025: 882 - 888.
 - [23] 郭鸿业, 陈启鑫, 夏清, 等. 电力市场中的灵活调节服务: 基本概念、均衡模型与研究方向[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(11): 3057 - 3066, 3361.
GUO Hongye, CHEN Qixin, XIA Qing, et al. Flexible regulation services in electricity markets: concepts, equilibrium

- models, and research directions[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(11): 3057 – 3066, 3361.
- [24] WANG Q, HODGE B M. Enhancing power system operational flexibility with flexible ramping products: a review[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2017, 13(4): 1652 – 1664.
- [25] 王蓓蓓, 丛小涵, 高正平, 等. 高比例新能源接入下电网灵活性爬坡能力市场化获取机制现状分析及思考[J]. 电网技术, 2019, 43(8): 2691 – 2702.
- WANG Beibei, CONG Xiaohan, GAO Zhengping, et al. Market-oriented mechanism for flexibility ramp capability in high-renewable energy grids: status analysis and reflection[J]. Power System Technology, 2019, 43(8): 2691 – 2702.
- [26] 段玉, 陈军, 刘震, 等. 面向新型电力系统动态分析的多时间尺度构网型储能系统仿真建模方法[J]. 广东电力, 2024, 37(12): 27 – 38.
- DUAN Yu, CHEN Jun, LIU Zhen, et al. Modelling of multi-time scale grid-forming energy storage systems for dynamic analysis of new power systems[J]. Guangdong Electric Power, 2024, 37(12): 27 – 38.
- [27] 郭倬辰, 刘继春, 杨知方, 等. 面向多用电主体的移动储能点对点交易控制方法[J]. 电测与仪表, 2024, 61(10): 104 – 112.
- GUO Zhuochen, LIU Jichun, YANG Zhifang, et al. Mobile energy storage peer-to-peer transaction control method for multi-use electricity entities [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2024, 61(10): 104 – 112.
- [28] HOGAN W W. Contract networks for electric power transmission[J]. Journal of Regulatory Economics, 1992, 4(3): 211 – 242.
- [29] TAN Z, CHENG T, LIU Y, et al. Extensions of the locational marginal price theory in evolving power systems: a review[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2022, 16(7): 1277 – 1291.

收稿日期: 2025-05-11; 网络首发日期: 2025-08-30

作者简介:

陈玥(1998), 女, 硕士, 从事电力系统调度控制工作;

陈连福(1987), 男, 通信作者, 副研究员, 硕士, 研究方向为电力系统调度运行、智能电网、电力市场, lianfuchen@aliyun.com;

黄宏旭(1997), 男, 博士, 研究方向为电力系统调度优化、电力市场。

(上接第18页 Continued from Page 18)

- [34] 杨颖, 王蓓蓓, 牟玉亭, 等. 北美容量市场需求曲线设计及其对中国的启示[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(5): 3 – 14.
- YANG Ying, WANG Beibei, MOU Yuting, et al. Design of capacity market demand curve in North America and its enlightenment to China[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(5): 3 – 14.
- [35] 张粒子, 唐成鹏. 英国容量市场模式在中国的适用性分析[J]. 电力建设, 2016, 37(3): 124 – 128.
- ZHANG Lizi, TANG Chengpeng. Applicability analysis of British capacity market mode in China [J]. Electric Power Construction, 2016, 37(3): 124 – 128.
- [36] California ISO. Resource adequacy enhancements final proposal-phase 1 [EB/OL]. <http://www.caiso.com/initiativedocuments/resourceadequacyenhancements-phase1finalproposal.pdf>.
- [37] 李伟, 王英旭, 王师鹏. 考虑碳交易的火电机组参与电力市场容量分配优化模型研究[J]. 发电技术, 2025, 46(6): 1260 – 1268.
- LI Wei, WANG Yingxu, WANG Shipeng. Research on capacity allocation optimization model of thermal power unit participating in electricity market considering carbon trading [J]. Power Generation Technology, 2025, 46(6): 1260 – 1268.
- [38] 刘润泽, 荆朝霞, 黄宁馨, 等. 保障发电容量充裕度的可靠性期权机制综述及启示[J]. 广东电力, 2021, 34(8): 1 – 11.
- LIU Runze, JING Zhaoxia, HUANG Ningxin, et al. Review and enlightenment of reliability option mechanism for ensuring power generation adequacy [J]. Guangdong Electric Power, 2021, 34(8): 1 – 11.

收稿日期: 2025-09-30; 网络首发日期: 2026-04-01

作者简介:

荆朝霞(1975), 女, 教授, 博士, 研究方向为电力市场、电动汽车、电力系统运行与控制、综合能源系统优化, zxjing@scut.edu.cn;

李嘉雯(2002), 女, 硕士研究生, 研究方向为电力市场、容量充裕度机制, 2992578691@qq.com;

季天瑶(1981), 女, 通信作者, 教授, 博士, 研究方向为信号与信息处理及其在电力系统和电力市场中的应用, tyji@scut.edu.cn。