

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.241108

## 计及灵活调节服务的电力市场联合出清

刘杰, 李青云, 马永帅, 张景宣

(华北电力大学经济与管理学院, 北京 102206)

**摘要:** 随着可再生能源渗透率的提高, 高比例可再生能源并网导致的电力系统灵活性资源短缺问题日渐凸现。基于电力全成本构建了包含灵活调节服务的双层优化模型, 利用 KKT(Karush-Kuhn-Tucher)条件将下层模型转化为上层模型的约束, 应用大 M 法对问题进行线性化处理。对比了传统出清模式与计及灵活调节服务模式对发电商收益的影响, 发现引入灵活调节服务可在增强电力系统可靠性的同时降低系统运营商总成本, 同时可提高系统运行的经济性。此外, 对灵活调节服务价格与碳排放价格的敏感性分析表明: 系统运营商成本和发电商收益均与碳排放价格呈正相关关系, 且当灵活调节服务价格超过中断负荷的单位成本时, 将导致电力市场出清机制失效。

**关键词:** 灵活调节服务; 市场出清; 双层优化; 电力全成本

### Joint clearing of electricity market considering flexible regulation services

LIU Jie, LI Qingyun, MA Yongshuai, ZHANG Jingxuan

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

**Abstract:** With the increase of renewable energy penetration, the shortage of flexibility resources in power systems has become more prominent due to large-scale renewable integration. A bi-level optimization model incorporating flexible regulation services is constructed based on the concept of full cost of electricity. The lower-level model is transformed into constraints of the upper-level model using the KKT (Karush-Kuhn-Tucher) condition, and the problem is linearized by applying the big-M method. The impacts of the traditional clearing model and the model accounting for flexible regulation services on the revenue of power generators are compared, and it is found that introducing flexible regulation services can reduce the total cost for system operators, enhance power system security, and improve the economy of system operation. In addition, a sensitivity analysis of the flexible regulation service prices and the carbon emission prices shows that both operator cost and generator revenue are positively correlated with carbon emission prices. Moreover, when the price of flexible regulation services exceeds the unit cost of interrupted load, the electricity market clearing mechanism fails.

This work is supported by the Social Science Foundation of Beijing (No. 23JCC099).

**Key words:** flexible regulation service; market clearing; bi-level optimization; full cost of electricity

## 0 引言

2020年9月, 中国政府在联合国大会上提出“3060”的双碳目标, 即在2030年前实现碳达峰, 2060年前实现碳中和<sup>[1]</sup>。为践行这一目标, 充分开发利用可再生能源成为国家能源战略的必然选择。据统计, 2023年中国新增的光伏装机规模为2.17亿kW, 相当于2022年全球光伏装机总和; 风电装机规模为4.4亿kW, 同比增长20.7%, 我国可再生

能源开发正处于迅猛发展期<sup>[2]</sup>。随着高比例可再生能源的并网, 给电力系统的安全运行带来一系列问题。一方面由于光伏和风电机组出力的随机性和间歇性, 导致系统净负荷(系统负荷-可再生能源出力)波动加剧。以广东为例, 单个新能源场站小时级最大功率波动可达装机容量的15%~25%, 2h最大波动可达40%; 考虑整体区域新能源功率波动, 2h最大波动可达20%~35%<sup>[3]</sup>。2050年, 预计全国最大负荷约为23.4亿kW, 可再生能源的负荷最大峰谷差将达8.0亿kW, 占最大负荷的34.2%<sup>[4]</sup>。另一方面, 传统的辅助服务如调频、备用服务, 专注于调

基金项目: 北京市社会科学基金项目资助(23JCC099)

节细微的供需不平衡和应对机组非计划停运等偶发性事故, 并不能解决系统净负荷快速波动而导致的灵活性调节资源短缺问题<sup>[5]</sup>。

已有研究涉及的灵活性调节资源以抽水蓄能、储能等为研究对象<sup>[6-7]</sup>。作为与传统辅助服务相对应的灵活调节服务(flexible ramping product, FRP)专注于解决系统中可再生能源带来的不确定性问题, 可迅速响应电网负荷的波动, 应对系统净负荷的快速变化<sup>[5]</sup>。灵活性调节资源的引入, 特别是通过火电机组灵活性改造获取的资源, 能够在短时间内提供更大规模的功率调节和更快的响应速度, 进而保障电力系统的稳定运行。有学者认为: 当前我国能源结构决定了中国可再生能源电力的规模化发展主要依赖于火电机组的快速深度调峰, 火电灵活性调峰成为降低弃风弃光率的最现实且有效的手段。据统计, 截至 2023 年底全国已有 95% 以上燃煤机组通过超低排放达到和燃气发电相当的清洁度, 超过 3 亿 kW 的燃煤机组进行了灵活性改造, 成为灵活调节的支撑手段。

现货市场运营、现货与辅助服务市场的协调运行<sup>[8-11]</sup>等是目前研究的热点, 也有学者从引入灵活调节服务对电力市场的影响等进行了研究<sup>[12-14]</sup>, 发表了关于灵活调节服务的综述<sup>[15]</sup>, 着重探讨系统灵活性与市场机制设计之间的密切联系。部分文章涉及灵活调节服务的研究大都集中在系统日前阶段的灵活爬坡调用策略, 对提供此类服务的可行性进行分析和建模<sup>[16-17]</sup>。

梳理相关文献可以发现: 尽管已有研究涉及到灵活性资源, 但仍是基于单时段的确切性爬坡问题, 并没有考虑负荷预测误差对爬坡需求带来的不确定性; 在研究方法上主要关注于单一目标或决策者<sup>[18-19]</sup>, 而忽视现实的市场结构<sup>[20]</sup>; 在传统辅助服务的市场设计中, 未能从电力全成本角度出发, 统筹考虑火电高调节性与外部不经济性、风光低稳定性与外部经济性的耦合; 电能量市场与辅助服务市场也未被设计在统一的市场机制中进行出清, 未能从多角度反映经济、安全和环境等因素的综合影响。

本文首先考虑引入灵活调节服务, 利用火电机组的规模经济优势, 使其参与到灵活调节服务市场, 扩大灵活性资源范围。其次, 鉴于以往研究只涉及确定性爬坡的情况, 本文在考虑负荷预测误差的同时, 从电力全成本角度综合分析电能量成本、安全和环境成本, 构建一个包含灵活调节服务的双层优化模型, 模拟市场运营中的层次结构, 设置动态机

制协调上下层利益关系<sup>[21]</sup>。其中上层模型为发电商利益最大化, 下层模型为系统运营商成本最小化。最后, 通过算例和灵敏性分析, 剖析灵活调节服务价格和碳排放价格对系统运营商成本和发电商收益的影响。

## 1 灵活需求的确定

在 5 min 实时调度过程中, 灵活调节服务需求由下一个时段净负荷预测的变化量以及在 95% 置信区间内的预测净负荷误差需求构成。即 FRP 的需求量确定如式(1)所示。

$$\begin{cases} R_t^{\text{FRU}} = R_{D,t}^{\text{FRU}} + R_{U,t}^{\text{FRU}} \\ R_t^{\text{FRD}} = R_{D,t}^{\text{FRD}} + R_{U,t}^{\text{FRD}} \end{cases}, t \in T \quad (1)$$

式中:  $R_t^{\text{FRU}}$  与  $R_t^{\text{FRD}}$  分别为  $t$  时段内上、下行灵活调节服务需求;  $R_{D,t}^{\text{FRU}}$  与  $R_{D,t}^{\text{FRD}}$  分别为  $t$  时段内上行和下行灵活调节服务净负荷预测变化量;  $R_{U,t}^{\text{FRU}}$  与  $R_{U,t}^{\text{FRD}}$  分别为  $t$  时段上行和下行净负荷预测误差产生的需求;  $T$  为每天总时段数, 每个时段的时间间隔  $\Delta t = 5 \text{ min}$ , 则  $T = 288$ 。

### ① FRP 净负荷需求的确定

$$\begin{cases} R_{D,t}^{\text{FRU}} = \max(0, \Delta D_t) \\ R_{D,t}^{\text{FRD}} = \min(0, \Delta D_t) \\ \Delta D_t = D_{t+1}^{\text{F}} - D_t^{\text{R}} \end{cases}, t \in T \quad (2)$$

式中:  $D_t^{\text{R}}$  为  $t$  时段系统净负荷的实际值;  $D_{t+1}^{\text{F}}$  为在  $t+1$  时段系统净负荷的预测值;  $\Delta D_t$  为系统净负荷之差。

### ② 考虑净负荷预测误差产生的 FRP 需求的确定

$$\begin{cases} R_{U,t}^{\text{FRU}} = \max(0, E_t^{\text{U}} + R_{D,t}^{\text{FRD}}) \\ R_{U,t}^{\text{FRD}} = \min(0, E_t^{\text{D}} + R_{D,t}^{\text{FRU}}) \end{cases}, t \in T \quad (3)$$

其中:

$$\begin{cases} E_t^{\text{U}} = \max(0, P_t^{\text{U}}) \\ \int_{-\infty}^{P_t^{\text{U}}} P_t(\varepsilon) d\varepsilon = C^{\text{U}} \end{cases} \quad (4)$$

$$\begin{cases} E_t^{\text{D}} = \min(0, P_t^{\text{D}}) \\ \int_{-\infty}^{P_t^{\text{D}}} P_t(\varepsilon) d\varepsilon = C^{\text{D}} \end{cases} \quad (5)$$

在 95% 置信区间时,  $C^{\text{U}}$ 、 $C^{\text{D}}$  分别为 0.975、0.025;  $P_t(\varepsilon)$  为预测误差概率分布函数;  $P_t^{\text{U}}$ 、 $P_t^{\text{D}}$  分别为在 95% 置信水平下的系统净负荷预测的上界和下界, 二者通过绝对值处理, 生成非负的  $E_t^{\text{U}}$  与非正的  $E_t^{\text{D}}$ 。

灵活调节服务需求确定的示意如图 1 所示。

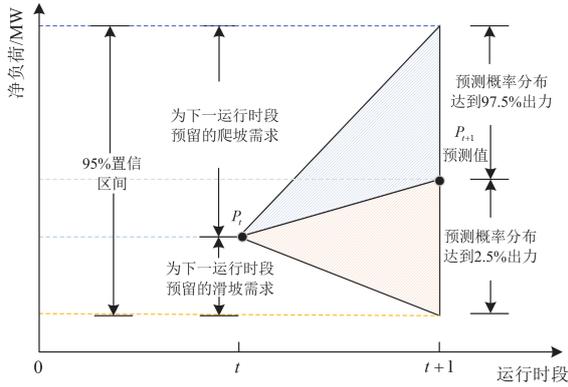


图1 灵活调节服务需求确定

Fig. 1 Determination of flexible regulation services demand

## 2 含灵活调节服务的市场双层优化模型

含灵活调节服务的市场出清机制如下：在电力市场中，发电商在参与电能量和辅助服务市场时，需要为电能量和辅助服务提供报价。对于FRP，发电商无需单独报价，其价格由系统运营商根据功率平衡约束对应的影子价格确定，即通过实时优化计算得出。本文参考国外电力市场的运营实践，采用电能量与辅助服务的联合出清模型；系统运营商根据总运行成本最优对各发电主体的电能量、灵活调节服务统一出清。

### 2.1 系统边界与模型假设

#### 2.1.1 模型主体

上层模型所涉及的主体为发电商，包括火电发电商、风电发电商、光伏发电商。三者共同提供电能量，其中只有火电提供灵活调节服务。

下层模型涉及的主体为系统运营商，包含电能量成本、灵活调节服务成本、中断负荷成本在内的总运行成本，对上层模型中的发电商统一出清。

#### 2.1.2 关键假设

1) 风光优先消纳，模型中风电和光伏机组所发电量优先上网，火电机组所发电量负责平衡负荷波动和提供灵活调节服务。

2) 火电机组的碳排放权购买量由行业平准化碳排放水平和火电发电量共同确定。在不考虑免费配额的情况下，火电发电商需要全额承担碳排放成本。2023年平准化碳排放水平为821 g/kWh，碳排放权购买量 = 2023年平准化碳排放水平 × 火电发电量。

3) 风电及光伏发电商绿证获取量由其发电量决定并全部售出，其价格为平价绿证基准价格50元。1个绿证单位对应1 MWh可再生能源电量。

4) 从电力全成本角度综合考虑电能量成本、中断负荷成本和灵活调节带来的安全外部成本、绿证和碳

排放带来的环境外部成本。电力全成本 = 电能量生产成本 + 安全成本 + 环境成本<sup>[22]</sup>。

5) 中断负荷单位成本：传统市场在调度时段内不能响应系统净负荷的变化，且从外部购电仍无法满足负荷需求时，系统运营商对单位中断负荷提供的经济补偿。该补偿以“元/(MW·min)”计量，表示每中断1 MW·min的负荷，系统运营商需支付的经济补偿金额。

## 2.2 上层模型：发电商利益最大化

### 2.2.1 火电机组

1) 火电机组联合规划利润最大化的目标函数

$$\max \mu_{T_i} = \sum_{t=1}^T \lambda^E(t) \times Q_{T_i}^E(t) + \sum_{t=1}^T \lambda^{RU}(t) \times Q_{T_i}^{RU}(t) + \sum_{t=1}^T \lambda^{RD}(t) \times Q_{T_i}^{RD}(t) - \sum_{t=1}^T \lambda^C \times Q_{T_i}^C(t) - \sum_{t=1}^T C_{T_i}^F(t) \quad (6)$$

式中： $\mu_{T_i}$ 为火电机组 $T_i$ 提供能量与参与灵活调节服务获得的联合收入； $\lambda^E(t)$ 为各类机组向系统提供能量的价格； $\lambda^{RU}(t)$ 、 $\lambda^{RD}(t)$ 、 $\lambda^C$ 分别为火电机组提供上行和下行灵活调节服务的价格、单位碳排放价格； $Q_{T_i}^E(t)$ 、 $Q_{T_i}^{RU}(t)$ 、 $Q_{T_i}^{RD}(t)$ 、 $Q_{T_i}^C(t)$ 分别为火电机组在系统中提供的能量、上行灵活调节服务和下行灵活调节服务提供的系统容量、购买碳排放量； $C_{T_i}^F(t)$ 为火电机组的燃料成本。

2) 火电机组燃料成本

$$C_{T_i}^F(t) = a_i(P_{T_i}(t))^2 + b_i P_{T_i}(t) + c_i \quad (7)$$

式中： $P_{T_i}(t)$ 为 $t$ 时段火电机组 $i$ 有功出力； $a_i$ 、 $b_i$ 、 $c_i$ 为火电机组 $i$ 的煤耗量参数。

3) 火电机组爬坡约束

$$-P_{T_i}^{\text{down}} \Delta t \leq P_{T_i}(t) - P_{T_i}(t-1) \leq P_{T_i}^{\text{up}} \Delta t \quad (8)$$

式中： $P_{T_i}^{\text{up}}$ 、 $P_{T_i}^{\text{down}}$ 分别为 $t$ 时段火电机组 $i$ 的上行、下行爬坡速率。

4) 火电机组功率约束

$$P_{T_i}^{\text{min}} \leq P_{T_i}(t) \leq P_{T_i}^{\text{max}} \quad (9)$$

式中： $P_{T_i}^{\text{max}}$ 、 $P_{T_i}^{\text{min}}$ 分别为火电机组 $i$ 有功出力的上、下限。

### 2.2.2 风电机组

1) 风电机组不参与灵活调节服务，目标函数为其在能量市场上的利润最大化，如式(10)所示。

$$\max \mu_{W_i} = \sum_{t=1}^T \lambda^E(t) Q_{W_i}^E(t) + \sum_{t=1}^T \lambda^G Q_{W_i}^G(t) - \sum_{t=1}^T C_{W_i}^S(t) Q_{W_i}^E(t) \quad (10)$$

式中:  $\mu_{W_i}$  为风电机组利润;  $\lambda^G$  为单位绿证的价格;  $Q_{W_i}^G(t)$  为出售绿证总量;  $Q_{W_i}^E(t)$  为  $t$  时段风电机组  $W_i$  向系统提供的能量;  $C_{W_i}^S(t)$  为风电机组  $i$  的运行成本。

### 2) 风电机组运行成本

$$C_{W_i}^S(t) = C_{W_i} Q_{W_i}(t) \quad (11)$$

式中:  $C_{W_i}$  为风电机组单位运行成本;  $Q_{W_i}(t)$  为  $1 \text{ MW}\cdot\text{min}$  所需成本。

### 3) 风电机组功率约束

$$P_{W_i}^{\min} \leq P_{W_i}(t) \leq P_{W_i}^{\max} \quad (12)$$

式中:  $P_{W_i}(t)$  为风电机组出力;  $P_{W_i}^{\max}$ 、 $P_{W_i}^{\min}$  分别为风电机组出力约束的上、下限。

## 2.2.3 光伏机组

1) 光伏机组不参与灵活调节服务, 目标函数为其在能量市场上的利润最大化

$$\max \mu_{L_i} = \sum_{t=1}^T \lambda^E(t) Q_{L_i}^E(t) + \sum_{t=1}^T \lambda^G Q_{L_i}^G(t) - \sum_{t=1}^T C_{L_i}^S Q_{L_i}^E(t) \quad (13)$$

式中:  $\mu_{L_i}$  为光伏机组利润;  $Q_{L_i}^E(t)$  为  $t$  时段光伏机组  $L_i$  向系统提供的能量;  $Q_{L_i}^G(t)$  为出售绿证总量;  $C_{L_i}^S(t)$  为光伏机组  $L_i$  的运行成本。

### 2) 光伏机组运行成本

$$C_{L_i}^S = C_{L_i} Q_{L_i}(t) \quad (14)$$

式中:  $C_{L_i}$  为光伏机组单位运行成本;  $Q_{L_i}(t)$  为  $1 \text{ MW}\cdot\text{min}$  电量所需成本。

### 3) 光伏机组功率约束

$$P_{L_i}^{\min} \leq P_{L_i}(t) \leq P_{L_i}^{\max} \quad (15)$$

式中:  $P_{L_i}(t)$  为光伏机组出力;  $P_{L_i}^{\max}$ 、 $P_{L_i}^{\min}$  分别为光伏机组出力约束的上、下限。

## 2.3 下层模型: 系统运营商成本最小化

1) 当系统运营商联合出清时, 目标为系统运营商成本  $C_T$  最小, 目标函数如式(16)所示。

$$\min C_T = \sum_{i \in N} \sum_{t=1}^T C_i^E(Q_i^E(t)) + \sum_{t=1}^T \lambda_i^{\text{RU}}(t) \times D^{\text{RU}}(t) + \sum_{t=1}^T \lambda_i^{\text{RD}}(t) \times D^{\text{RD}}(t) + c_{\text{IP}} \sum_{t=1}^T (Q_{\text{IP}}(t) \Delta t) \quad (16)$$

式中:  $i$  为电网中各个节点;  $N$  为电网中所有节点的集合,  $N = \{A, B, C, \dots\}$ ,  $A, B, C$  为集合  $N$  中的具体节点示例;  $Q_i^E(t)$  为各机组  $i$  提供给系统的能量;  $C_i^E(Q_i^E(t))$  为系统向机组  $i$  采购电能量的成本;  $\lambda_i^{\text{RU}}(t)$ 、 $\lambda_i^{\text{RD}}(t)$  分别为上、下行灵活调节服务的价格;  $D^{\text{RU}}(t)$ 、 $D^{\text{RD}}(t)$  分别为系统对上、下行灵活调

节服务的需求;  $Q_{\text{IP}}(t)$  为  $t$  时段电网系统总负荷中断量;  $c_{\text{IP}}$  为中断负荷单位成本, 为  $15 \text{ 元}/(\text{MW}\cdot\text{min})^{[23]}$ 。

### 2) 约束条件

$$\begin{cases} \sum_{i \in A} P_i(t) + \sum_{i \in B} P_i(t) + \sum_{i \in C} P_i(t) = \sum_{i \in N} D_i^E(t) - \sum_{i \in N} P_{\text{IP}}(t), \alpha_1 \\ D^{\text{RU}}(t) = \sum Q_{\text{Tr}}^{\text{RU}}(t) \\ D^{\text{RD}}(t) = \sum Q_{\text{Tr}}^{\text{RD}}(t), \alpha_2, \alpha_3 \\ Q_i^{\text{RU}}(t+1) + Q_i^{\text{RD}}(t) + Q_i^E(t+1) - Q_i^E(t) \leq Q_{i\text{max}}^{\text{RU}}, \beta_1, \beta_2 \\ Q_i^{\text{RD}}(t+1) + Q_i^{\text{RU}}(t) + Q_i^E(t) - Q_i^E(t+1) \leq Q_{i\text{max}}^{\text{RD}} \\ \lambda_i^{\text{RU}}(t) D^{\text{RU}}(t) \leq \sum_{t=1}^T C_i^{\text{RU}}(D^{\text{RU}}(t)) \\ \lambda_i^{\text{RD}}(t) D^{\text{RD}}(t) \leq \sum_{t=1}^T C_i^{\text{RD}}(D^{\text{RD}}(t)) \end{cases}, \gamma_1, \gamma_2 \quad (17)$$

式中:  $\alpha_1$ 、 $\alpha_2$ 、 $\alpha_3$ 、 $\beta_1$ 、 $\beta_2$ 、 $\gamma_1$ 、 $\gamma_2$  为约束的拉格朗日乘子;  $P_i(t)$  为  $t$  时刻节点  $i$  处的电力供给功率;  $D_i^E(t)$  为  $t$  时刻节点  $i$  处的电力需求功率;  $P_{\text{IP}}(t)$  为  $t$  时刻节点  $i$  处的切负荷功率;  $Q_{i\text{max}}^{\text{RU}}$  和  $Q_{i\text{max}}^{\text{RD}}$  分别为参与市场出清的各发电主体的爬坡与滑坡能力限制;  $C_i^{\text{RU}}(\cdot)$ 、 $C_i^{\text{RD}}(\cdot)$  分别为灵活调节服务采购曲线, 表示引入灵活调节服务的效益必须大于其采购成本。

## 3 双层模型求解

本文提出的双层优化模型利用 KKT 条件将下层优化模型转为上层规划模型的约束条件, 然后采用大M法将互补松弛条件进行线性化处理, 从而使得模型得以求解。

### 1) 求解 KKT 条件的基本步骤

① 建立拉格朗日函数  $L$ 。它是原问题的目标函数和所有约束函数乘以相应的拉格朗日乘子的总和。

$$\begin{aligned} L = & \sum_{i \in N} \sum_{t=1}^T C_i^E(Q_i^E(t)) + \sum_{t=1}^T \lambda_i^{\text{RU}}(t) \cdot D^{\text{RU}}(t) + \sum_{t=1}^T \lambda_i^{\text{RD}}(t) \cdot D^{\text{RD}}(t) + \\ & c_{\text{IP}} \sum_{t=1}^T (Q_{\text{IP}}(t) \Delta t) + \alpha_1 \cdot (\sum_{i \in N} P_i^E(t) + \sum_{i \in N} P_{\text{IP}}(t) - \sum_{i \in N} D_i^E(t)) + \\ & \alpha_2 \cdot (\sum Q_{\text{Tr}}^{\text{RU}}(t) - D^{\text{RU}}(t)) + \alpha_3 \cdot (\sum Q_{\text{Tr}}^{\text{RD}}(t) - D^{\text{RD}}(t)) + \\ & \beta_1 \cdot (Q_i^{\text{RU}}(t+1) + Q_i^{\text{RD}}(t) + Q_i^E(t+1) - Q_i^E(t) - Q_{i\text{max}}^{\text{RU}}) + \\ & \beta_2 \cdot (Q_i^{\text{RD}}(t+1) + Q_i^{\text{RU}}(t) + Q_i^E(t) - Q_i^E(t+1) - Q_{i\text{max}}^{\text{RD}}) + \\ & \gamma_1 \cdot (\lambda_i^{\text{RU}}(t) D^{\text{RU}}(t) - \sum_{t=1}^T C_i^{\text{RU}}(D^{\text{RU}}(t))) + \\ & \gamma_2 \cdot (\lambda_i^{\text{RD}}(t) D^{\text{RD}}(t) - \sum_{t=1}^T C_i^{\text{RD}}(D^{\text{RD}}(t))) \end{aligned} \quad (18)$$

② 求解稳定性条件。稳定性条件要求在最优解处, 拉格朗日函数的梯度为 0。因此, 需要对关于所有决策变量和求偏导, 并令其等于 0。

$$\begin{cases} \frac{\partial L(Q_{Ti}^E, Q_{Ti}^{RU}, Q_{Ti}^{RD})}{\partial Q_{Ti}^E} = 0 \\ \frac{\partial L(Q_{Ti}^E, Q_{Ti}^{RU}, Q_{Ti}^{RD})}{\partial Q_{Ti}^{RU}} = 0 \\ \frac{\partial L(Q_{Ti}^E, Q_{Ti}^{RU}, Q_{Ti}^{RD})}{\partial Q_{Ti}^{RD}} = 0 \end{cases} \quad (19)$$

③ 满足原始可行性条件。即满足原目标函数的约束条件，上文已写不再赘述。

④ 满足对偶可行性条件。对偶可行性条件要求拉格朗日乘子必须非负(对于不等式约束)或非零(对于等式约束)。

$$\begin{cases} \alpha_1, \alpha_2, \alpha_3 > 0 \\ \beta_1, \beta_2 \geq 0 \\ \gamma_1, \gamma_2 \geq 0 \end{cases} \quad (20)$$

⑤ 满足互补松弛条件。互补松弛性条件要求对于每个不等式约束，拉格朗日乘子与约束条件的乘积必须为 0。

$$\begin{cases} \beta_1 \cdot (Q_i^{RU}(t+1) + Q_i^{RD}(t) + Q_i^E(t+1) - Q_i^E(t) - Q_{i\max}^{RU}) = 0 \\ \beta_2 \cdot (Q_i^{RD}(t+1) + Q_i^{RU}(t) + Q_i^E(t) - Q_i^E(t+1) - Q_{i\max}^{RD}) = 0 \\ \gamma_1 \cdot (\lambda_i^{RU}(t) D^{RU}(t) - \sum_{t=1}^T C_i^{RU}(D^{RU}(t))) = 0 \\ \gamma_2 \cdot (\lambda_i^{RD}(t) D^{RD}(t) - \sum_{t=1}^T C_i^{RD}(D^{RD}(t))) = 0 \end{cases} \quad (21)$$

### 2) 采用大M法线性化

① 下层不等式约束中系统对各发电主体提供上行灵活调节服务约束的线性化。

$$\begin{cases} 0 \leq -1 \cdot (Q_i^{RU}(t+1) + Q_i^{RD}(t) + Q_i^E(t+1) - Q_i^E(t) - Q_{i\max}^{RU}) \leq M \cdot (1 - v_1(t)) \\ 0 \leq \beta_1(t) \leq M \cdot v_1(t) \end{cases} \quad (22)$$

式中： $M$  表示一个足够大的正数； $v_1(t)$ 、 $v_2(t)$  表示不同的 0-1 变量，它的取值只能是 0 或 1。

② 下层不等式约束中系统对各发电主体提供下行灵活调节服务约束的线性化。

$$\begin{cases} 0 \leq -1 \cdot (Q_i^{RD}(t+1) + Q_i^{RU}(t) + Q_i^E(t) - Q_i^E(t+1) - Q_{i\max}^{RD}) \leq M \cdot (1 - v_2(t)) \\ 0 \leq \beta_2(t) \leq M \cdot v_2(t) \end{cases} \quad (23)$$

模型的求解思路如图 2 所示。

## 4 算例及敏感性分析

### 4.1 算例参数设置

算例包含 3 台火电机组，接有装机容量为 150 MW 的风电机组群和容量为 100 MW 的光伏机组

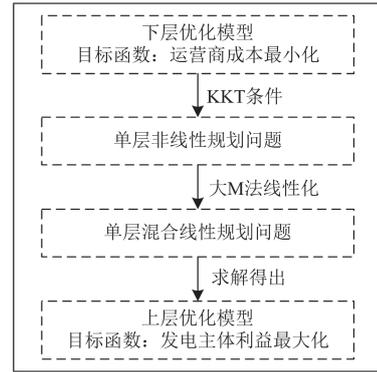


图 2 模型的求解思路图

Fig. 2 Diagram of model solution approach

群，以可再生能源优先消纳为首要原则，可再生能源出力在所有调度时段全部被上网消纳。

常规机组参数数据如表 1 所示。按照各机组的接入顺序，算例电源结构拓扑如图 3 所示。典型负荷日可再生能源出力如图 4 所示，风电和光伏的详细数据来源于加州电力市场公开数据。据此得出对应的净负荷(系统负荷-可再生能源出力)实际值和净负荷预测值如图 5 所示。每个时段的实际净负荷作为该时段的电量平衡约束，本时段的实际净负荷与下一时段净负荷的预测值则决定系统下一时段的灵活性调节需求。

表 1 常规机组参数

Table 1 Parameters of conventional unit

参数	风电	光伏	火电	火电	火电
	机组 G1	机组 G2	机组 G3	机组 G4	机组 G5
最小出力/MW	0	0	130	100	70
最大出力/MW	150	100	200	180	150
爬坡/滑坡速率/(MW/min)	—	—	2	2	2
能量报价/(元/MWh)	509	514	330	480	520
灵活调节服务价格/(元/MWh)	—	—	137	135	133

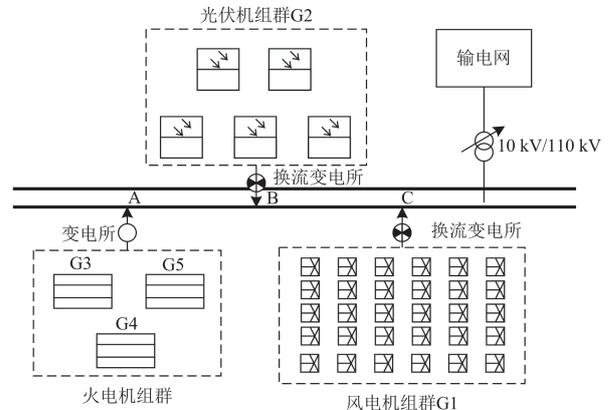


图 3 电源结构拓扑图

Fig. 3 Topology diagram of power supply structure

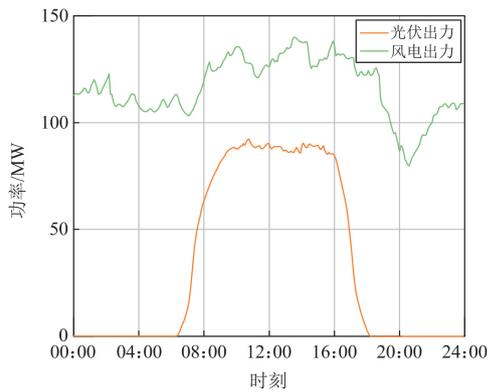


图4 典型负荷日可再生能源出力曲线

Fig. 4 Renewable energy output curve for a typical load day

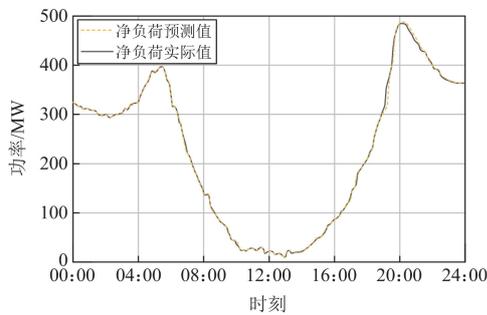


图5 净负荷实际值与净负荷预测值

Fig. 5 Actual and forecast net load values

#### 4.2 传统市场出清与含灵活调节服务市场出清对比

仿真平台处理器采用 MATLABR2023a 中 YALMIP 工具箱建模及 CPLEX 优化器求解。

在传统市场出清模式下，因火电机组未预留出灵活调节容量且由于爬坡速率限制，导致火电机组出力与净负荷实际值不匹配，二者功率曲线如图6所示。然而，在计及灵活调节服务市场出清模式下，因火电机组预留出灵活调节容量，所以火电机组出力与净负荷实际值完全匹配，二者功率曲线如图7所示。

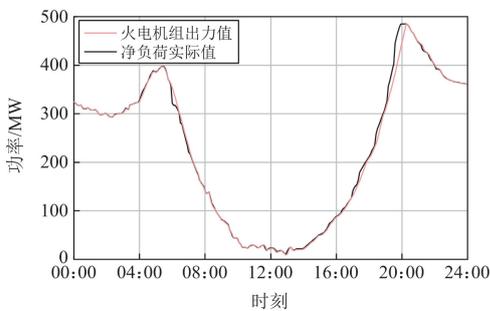


图6 火电机组出力与净负荷实际值匹配曲线

Fig. 6 Matching curve of thermal power unit output and actual net load value

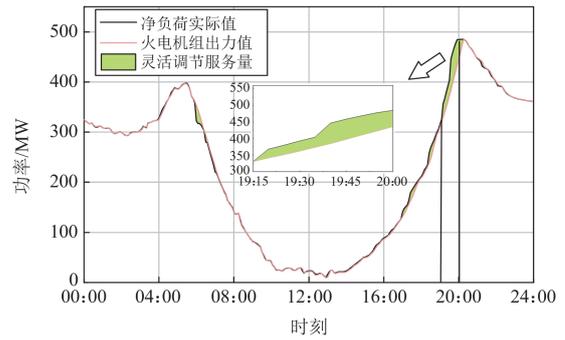


图7 含灵活调节服务的火电机组出力与净负荷实际值匹配曲线

Fig. 7 Matching curve of thermal power unit output with flexible regulation services and actual net load values

此外，引入灵活调节服务能够为参与服务的发电商提供更多收益。传统市场出清收益与含灵活调节服务市场出清收益对比如图8所示，具体收益、成本组成如表2所示。

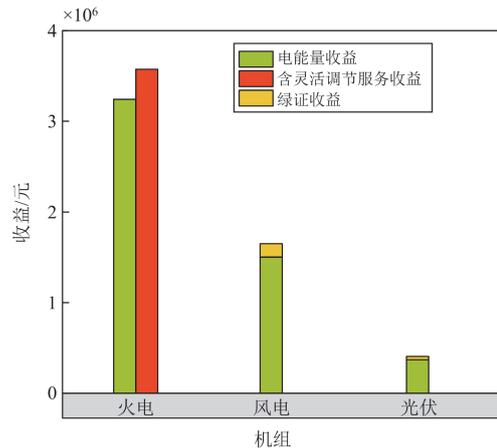


图8 传统市场出清收益与含灵活调节服务市场出清收益对比

Fig. 8 Comparison of market clearing benefits in traditional markets and markets with flexible regulation services

表2 传统市场与含灵活调节服务市场收益和成本组成  
Table 2 Composition of revenues and costs in traditional markets and markets with flexible regulation services

机组	收益、成本	元	
		传统市场	含灵活调节服务市场
火电	电能量收益	3 240 670	3 239 713
	灵活调节服务收益	0	335 340
	碳排放权成本	129 626	174 633
风电	电能量收益	1 502 568	1 502 568
	绿证收益	147 600	147 600
光伏	电能量收益	370 080	370 080
	绿证收益	36 000	36 000

由图 8 可知,参与灵活调节服务的发电主体收益十分可观,达到市场均衡的出清条件时,火电机组提供灵活调节服务的收入为 335 340 元,占火电总收入的 9.38%。引入灵活调节服务的电力市场能够满足对系统上行灵活调节服务需求,无需中断负荷来满足系统安全稳定运行。

同时,灵活调节服务的引入也能够为系统运营商节省成本。在采用传统市场出清模式下,总成本为 551 万元,而含灵活调节服务市场出清模式下,总成本为 545 万元,节省成本 6 万元。含灵活调节服务市场出清模式下以及传统出清模式下系统运营商成本构成分别如图 9 和图 10 所示。

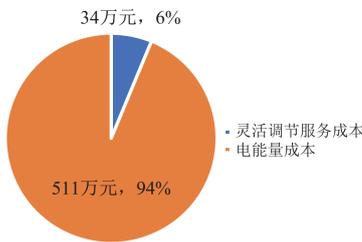


图 9 含灵活调节服务系统运营商成本构成

Fig. 9 Cost composition of operator with flexible regulation services

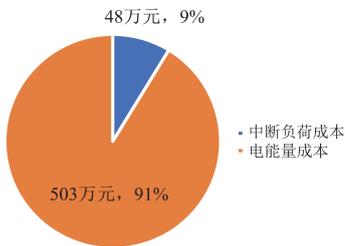


图 10 传统模式下系统运营商成本构成

Fig. 10 Operator's cost composition with traditional mode

### 4.3 敏感性分析

#### 4.3.1 灵活调节服务价格敏感性分析

通过调节各火电机组的灵活调节服务价格,探究其对系统运营商成本和火电收益的影响。设置 3 种情景,将价格参数输入模型进行仿真分析。参数设置及仿真结果如表 3 所示。

表 3 3 种情景下成本和收益

Table 3 Costs and benefits in three scenarios

参数	情景一	情景二	情景三
灵活调节 火电机组 G3	137	127	540
服务价格/ 火电机组 G4	135	125	500
(元/MWh) 火电机组 G5	133	123	460
系统运营商成本/万元	545	543	551
火电收益/万元	358	355	316

从情景一和情景二的仿真结果可以看到,火电机组灵活调节服务价格下降时,系统运营商成本和火电收益都减少。这是因为服务价格下降导致系统运营商采购成本降低,同时火电机组提供服务的收入也减少,导致总成本和收益均降低。

而在情景三中,灵活调节服务价格大幅上升,系统运营商成本增加而火电收益减少。这是因为当服务价格高于中断负荷的单位成本时,系统运营商宁愿承受切负荷损失,也不愿购买灵活调节服务,结果导致系统运营商成本上升和火电机组收益下降。不同情景下的成本收益对比如图 11 所示。

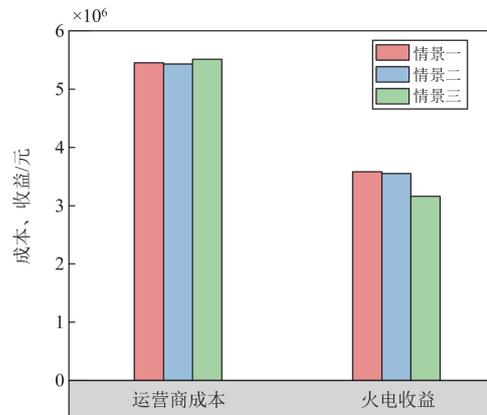


图 11 不同情景下成本和收益对比

Fig. 11 Comparison of costs and benefits of different scenarios

结果显示,灵活调节服务价格与系统运营商成本和火电收益密切相关。灵活调节价格不应超过系统中断负荷的单位成本,否则会使得灵活调节服务无法出清,从而使得系统的出清机制失效。在此基础上,发电机组应合理上报灵活调节服务价格,在满足用户负荷的前提下,实现系统运营商成本和火电机组收益的均衡。

#### 4.3.2 碳排放价格敏感性分析

通过调节平均碳排放价格,探究其对系统运营商成本、火电灵活调节收益和火电总收益的影响。设置 3 种情景,将价格参数输入模型进行仿真分析。3 种情景下成本收益如表 4 所示。

表 4 3 种情景下成本和收益

Table 4 Costs and benefits in three scenarios

参数	情景一	情景二	情景三
碳排放价格/(元/MWh)	18	28	10
系统运营商成本/万元	545	555	539
火电灵活调节收益/万元	34	44	28
火电收益/万元	324	327	323

情景一和情景二的仿真结果显示, 随着碳排放价格上涨, 系统运营商成本和火电灵活调节收益均增加。这是因为碳成本上升增加了火电的发电成本, 提高了火电机组提供调节服务的意愿, 导致其调节收益增加, 尽管发电成本上升, 但火电灵活调节收益增量大于碳排放成本增量, 总收益仍然提高。同时系统运营商为了采购更多调节服务, 成本也随之增加。

相反, 在情景三中, 碳排放价格下降导致系统运营商成本和火电灵活调节收益都减少。火电成本降低, 火电机组提供调节服务的意愿下降, 调节收益降低, 总收益降低。系统运营商减少采购灵活调节服务, 成本也相应减少。不同情景下的成本收益对比如图 12 所示。

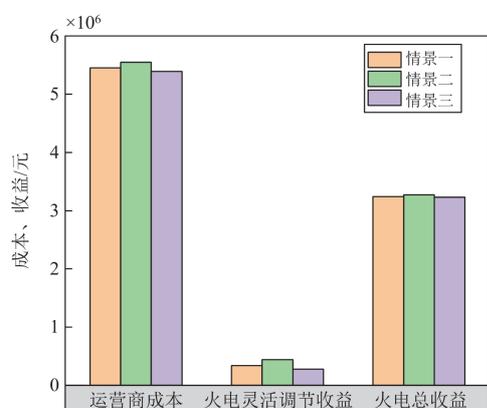


图 12 不同情景下成本和收益对比

Fig. 12 Comparison of costs and benefits of different scenarios

由图 12 可知, 碳排放价格与系统运营商成本和火电收益密切相关。碳排放价格通过影响火电机组的发电成本进而影响火电机组提供灵活调节服务的意愿。系统运营商与火电机组应该密切关注碳排放价格, 及时调整灵活调节报价和报量, 实现系统运营商成本和火电总收益的均衡。

## 5 结论

本文基于电力全成本的角度提出计及灵活调节服务的电力市场双层优化出清模型。基于风光出力实际数据, 设置不同场景验证了模型的有效性, 得出以下结论。

1) 灵活调节服务的引入可以缓解系统灵活性资源不足而出现负荷中断的现象; 相比于传统出清模式, 灵活调节服务的引入使得系统灵活性资源配置更为高效。

2) 统筹考虑了经济、安全和环境因素, 构建含

灵活调节服务的双层优化模型。上层模型代表发电商决策, 下层模型代表系统运营商响应。仿真显示, 该模型能降低系统运营商成本并提高发电商收益。

3) 相关敏感性分析表明, 灵活调节服务价格与系统运营商成本和发电商收益密切相关, 发电机组应理性上报灵活调节服务价格, 在满足用户负荷的前提下, 实现系统运营商成本和火电机组收益的均衡; 在该出清模式下, 碳排放价格除直接影响发电成本外, 还通过灵活调节服务量间接影响系统运营商成本和火电机组收益, 系统运营商与火电机组应密切关注碳排放价格, 及时调整灵活调节报价和报量。

## 参考文献

- [1] 单葆国, 刘青, 张莉莉, 等. 新形势下“十四五”后三年中国电力需求形势研判[J]. 中国电力, 2023, 56(3): 1-11.  
SHAN Baoguo, LIU Qing, ZHANG Lili, et al. Analysis of China's power demand situation in the last three years of the "14th Five-Year Plan" under the new situation[J]. Electric Power, 2023, 56(3): 1-11.
- [2] 国家能源局. 2023 年全球可再生能源新增装机 5.1 亿千瓦, 中国贡献超过 50%[EB/OL]. [2024-01-25]. [https://www.nea.gov.cn/2024-01/25/c\\_1310761971.htm](https://www.nea.gov.cn/2024-01/25/c_1310761971.htm)
- [3] 黄豫. 高比例消纳新能源关键在于提升电力系统灵活[EB/OL]. [2021-07-12]. [http://paper.people.com.cn/zgnyb/html/2021-07/12/content\\_3057790.htm](http://paper.people.com.cn/zgnyb/html/2021-07/12/content_3057790.htm)
- [4] 国务院发展研究中心. 源网荷储协调发展下我国电力系统灵活性资源展望[EB/OL]. [2020-07-07]. <https://www.163.com/dy/article/FGU54NDV05509P99.html>
- [5] 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.  
GUO Hongye, CHEN Qixin, XIA Qing, et al. Flexible ramping product in electricity markets: basic concept, equilibrium model and research prospect[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(11): 3057-3066.
- [6] 樊伟, 李旭东, 王尧, 等. 新型电力系统灵活性资源聚合两阶段调度优化模型[J]. 电力建设, 2023, 44(2): 25-37.  
FAN Wei, LI Xudong, WANG Yao, et al. Two-stage scheduling optimization model of flexible resource aggregation in new power system[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(2): 25-37.
- [7] 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, 2024, 58(9): 1432-1442.  
CHENG Mingyang, XING Haijun, MI Yang, et al. Two-stage market joint clearance considering participation of wind/photovoltaic/energy storage power station in flexible ramping[J]. Journal of Shanghai Jiaotong University, 2024, 58(9): 1432-1442.

- [8] 崔杨, 徐扬, 刘新元, 等. 碳交易耦合下现货电能市场日前出清方法[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(1): 66-80. CUI Yang, XU Yang, LIU Xinyuan, et al. Day-ahead clearing method of spot electricity energy market under carbon trading coupling[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(1): 66-80.
- [9] 肖云鹏, 张兰, 张轩, 等. 包含独立储能的现货电能与调频辅助服务市场出清协调机制[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(增刊 1): 167-180. XIAO Yunpeng, ZHANG Lan, ZHANG Xuan, et al. The coordinated market clearing mechanism for spot electric energy and regulating ancillary service incorporating independent energy storage resources[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(S1): 167-180.
- [10] QIU Dawei, BAIG A M, WANG Yi, et al. Market design for ancillary service provisions of inertia and frequency response via virtual power plants: a non-convex bi-level optimisation approach[J]. Applied Energy, 2024, 361.
- [11] VILLANUEVA-ROSARIO J A, SANTOS-GARCÍA F, AYBAR-MEJÍA M E, et al. Coordinated ancillary services, market participation and communication of multi-microgrids: a review[J]. Applied Energy, 2022, 308.
- [12] CUI Mingjian, ZHANG Jie, WU Hongyu, et al. Wind-friendly flexible ramping product design in multi-timescale power system operations[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(3): 1064-1075.
- [13] 钟佳宇, 陈皓勇, 陈武涛, 等. 含灵活性资源交易的电力市场实时出清[J]. 电网技术, 2021, 45(3): 1032-1041. ZHONG Jiayu, CHEN Haoyong, CHEN Wutao, et al. Real-time clearing of electricity markets with flexible resource transactions[J]. Power System Technology, 2021, 45(3): 1032-1041.
- [14] 赵建平, 胡家华, 李东辉, 等. 储能参与下的中长期电力市场合约转让机制灵活性研究[J]. 热力发电, 2021, 50(8): 18-23. ZHAO Jianping, HU Jiahua, LI Donghui, et al. Research on flexibility of medium and long-term power market contract transfer mechanism with participation of energy storage[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(8): 18-23.
- [15] 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 Jianxiao, et al. Review on market mechanism to enhance the flexibility of power system under the dual-carbon target[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(21): 7746-7764.
- [16] SABERI L, ALIZADEH M I, MOGHADDAM M P. Optimal scheduling of flexible ramp product and emerging flexible resources considering short-term variability impacts in power system with high RESs penetration: a novel robust UC approach[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2022, 142.
- [17] MOHAMMAD K A, FOTUHI F B, MOEINI A C, et al. Enhancing electricity market flexibility by deploying ancillary services for flexible ramping product procurement-science direct[J]. Electric Power Systems Research, 2021, 191.
- [18] 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 dispatch model of adjustable resources in a power system with high proportion of renewable energy for flexible ramping product[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(2): 90-100.
- [19] 高万胜, 蔺红. 考虑配电网灵活性不足风险的分布鲁棒低碳优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(16): 49-61. GAO Wansheng, LIN Hong. Distributionally robust low-carbon optimal scheduling considering flexibility deficiency risk in a distribution network[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(16): 49-61.
- [20] 李波, 程静. 考虑源-荷协调响应和动态定价的虚拟电厂双层优化[J]. 太阳能学报, 2024, 45(10): 107-120. LI Bo, CHENG Jing. Bi-level optimisation of virtual power plant considering source-load coordinated response and dynamic pricing[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2024, 45(10): 107-120.
- [21] 周玮, 王誉颖, 芝昕雨, 等. 计及 P2P 市场产消者灵活性的配电网阻塞管理[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(15): 91-104. ZHOU Wei, WANG Yuying, ZHI Xinyu, et al. Distribution network congestion management considering the flexibility of prosumers in P2P markets[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(15): 91-104.
- [22] 刘敦楠. 基于电力商品经济属性的电力市场标准化设计[EB/OL]. [2024-05-13]. [https://it.sohu.com/a/778486191\\_121124374](https://it.sohu.com/a/778486191_121124374)
- [23] 希望·阿不都瓦依提, 吕海鹏, 晁勤. 基于非合作博弈的风-光-氢微电网容量优化配置[J]. 电力工程技术, 2022, 41(2): 110-118. XIWANG Abudwayiti, LÜ Haipeng, CHAO Qin. Optimal configuration of wind-photovoltaic-hydrogen microgrid capacity based on non-cooperative game theory[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(2): 110-118.

收稿日期: 2024-03-31; 修回日期: 2024-08-25

作者简介:

刘杰(1971—), 男, 博士, 硕士生导师, 研究方向为电力市场、新能源发电技术; E-mail: hdliujie@126.com

李青云(1999—), 女, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为电力市场与优化调度。E-mail: 1637783889@qq.com

(编辑 魏小丽)