

基于发-用联盟偏差联动的日内多元灵活资源匹配交易优化调度

王雁凌, 刘菁, 丁肇豪

(华北电力大学电气与电子工程学院, 北京 102206)

摘要: 随着新型电力系统建设推进以及新能源全面参与市场交易, 源荷双侧随机造成系统平衡问题愈发严重, 对比国内外现有系统平衡风险应对机制, 发现当前我国灵活性资源市场建设较为落后, 因此, 提出了基于发-用联盟偏差联动的日内多元灵活资源匹配交易。首先, 提出了“发-用联盟”偏差联动平衡责任主体, 构建基于发-用联盟偏差联动的日内多元灵活资源匹配交易的市场架构; 然后, 建立日内发-用联盟偏差联动资源匹配交易模型; 最后, 采用 IEEE 118 节点系统算例证明所提交易可有效激励系统调节潜力、降低系统平衡成本, 并在一定程度上减轻经营主体的偏差价格风险, 同时增强灵活资源成本回收能力。

关键词: 新型电力系统; 现货市场; 平衡风险; 系统平衡成本; 发-用联盟; 多元灵活资源

Optimal Scheduling of Intraday Multiple Flexible Resource Matching Transactions Based on Generator-User Alliance Deviation Linkage

WANG Yanling, LIU Jing, DING Zhaohao

(School of Electrical & Electronic Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: With the promotion of new power system construction and new energy comprehensive participation in market trading, the source-load bilateral stochasticity causes increasing system balance problems. By comparing the existing system balance risk response mechanism at home and abroad, it is found that the market construction of flexibility resources in China is relatively backward. Therefore, the intraday multiple flexible resource matching transaction based on the deviation linkage of generator-user alliance is proposed. Firstly, the main body of balance responsibility of the “generator-user alliance” deviation linkage is proposed, and the market framework of the intraday multiple flexible resource matching transaction based on the deviation linkage of generator-user alliance is constructed. Then, the intraday generator-user alliance deviation linkage resources matching transaction model is established. Finally, the IEEE 18-node system example is used to prove that the proposed transaction can effectively incentivize the system regulation potential, reduce the system balancing cost, mitigate the deviation price risk of the operating entities to a certain extent, and at the same time, enhance the flexible resource cost recovery ability.

Key words: new power system; spot markets; balance risk; system balance costs; generator-user alliance; multiple flexible resource

0 引言

随着新型电力系统建设以及电力市场化改革深化^[1-2], 以新能源为代表的经营主体“报量报价”参与现货市场规模逐步扩大, 市场活性增强、形成多元竞争格局^[3-4]。2025 年我国提出新能源全面参与

市场交易, 标志着新能源从保障性收购、有序入市进入到全面入市阶段。然而, 由于新能源出力的固有波动性, 电力系统将由传统的“源随荷动”变为“源荷双侧随机”, 进一步加剧系统平衡难度^[5-6]。

为应对系统平衡风险, 国外较为成熟的电力市场通常设有平衡市场, 如北欧平衡市场^[7-8]、英国平衡机制^[9]和美国 PJM 实时平衡市场^[10-11]。考虑越接近调度执行时间节点经营主体预测精度越高, 电力平衡市场通常开设在日前与实时市场间的日内尺

基金项目: 国家重点研发计划资助项目(2023YFE0119800)。

Foundation item: Supported by the National Key Research and Development Program of China(2023YFE0119800)。

度,为经营主体状态变化提供修正机会^[12]。而相较于国外市场,我国目前省级现货市场只有日前和实时市场,在日内时间尺度处理系统平衡问题的应对机制较为简单,通常利用发电侧可调资源在辅助服务范畴内进行平衡控制^[13],或通过需求响应等手段激励用户侧来平衡系统供需关系^[14],这将难以应对随新能源全面入市而加剧的系统平衡风险。

一方面,我国当前灵活性资源市场建设较为落后、系统调度工作复杂,产生高额的运行和平衡成本尚未形成常态化市场疏导途径^[15-16],例如,需求响应资源的构成以用户自主调整的邀约式为主、采用补偿机制市场化程度有限,且平衡责任认定不明确。另一方面,当前系统灵活资源较为匮乏^[17],市场经营主体也缺乏参与系统平衡的能动性,例如对用户侧等存量灵活性资源的潜力尚未充分挖掘^[18]。目前,我国电力市场建设还不够成熟,无法直接效仿国外设置平衡市场,因此为适应以低置信度新能源为主体的新型电力系统,本文依照我国电力市场发展进程,提出了基于发-用联盟偏差联动的日内多元灵活资源匹配交易,逐步容纳市场经营主体参与平衡交易,科学有效地解决系统平衡风险。

首先,从中长期开始为新能源和用户自主合作平台,在日前形成“发-用联盟”这一新平衡责任主体并将联盟上报至系统运营商(system operator, SO),通过发-用资源内部的自主协同激励系统降低整体偏差量,推动所有市场成员灵活、主动地参与系统平衡,进一步激发系统存量资源调节潜力。然后,“发-用联盟”作为平衡责任主体无法通过内部平衡的偏差量再进行日内发-用联盟偏差联动资源匹配交易,实现系统整体偏差联动。最后,采用IEEE 118节点系统算例验证该交易能够在很大程度上提升系统平衡风险应对能力、建立平衡成本市场化疏导途径,形成新型电力系统的平衡风险适应性机制。

1 基于发-用联盟偏差联动的日内多元灵活资源匹配交易机制

1.1 基于激励相容和个体理性原则的交易架构

设计市场机制时通常以优化模型来实现资源最优配置,将运行成本最小化作为目标函数,参与的经营主体限制及耦合影响等作为约束条件实现激励相容并保障个体决策的理性^[19-20]。基于激

励相容原理^[21]达成发-用联盟和参与日内多元灵活资源匹配交易的经营主体,应根据自身真实成本进行理性报价以实现利益最大的目标,形成满足市场真实供需水平的报价曲线,并利用主体对价格信号的敏感度差异,通过市场化手段促进不同资源禀赋的主体间优化配置、平衡互济,实现系统平衡成本最小化。

个体理性原则^[22]是激励各经营主体参与市场的重要驱动力,通过满足经营主体预期的收益水平来提升其参与市场交易的积极性。目前,支撑常规机组转变为电力系统重要灵活支撑电源的市场化成本疏导途径尚未建设成熟;储能等新型经营主体平衡调节地位尚不明确,缺乏常态化市场收益途径,制约其进一步发展。因此,基于个体理性原则,首先确定参与匹配交易的供需主体分别为新能源、用户以及其组成的发-用联盟等不平衡责任方以及常规电源、储能、可调负荷等平衡调节方;其次,明确交易标的为平衡调节能力;最后,规定交易由SO组织进行。交易的市场架构如图1所示。

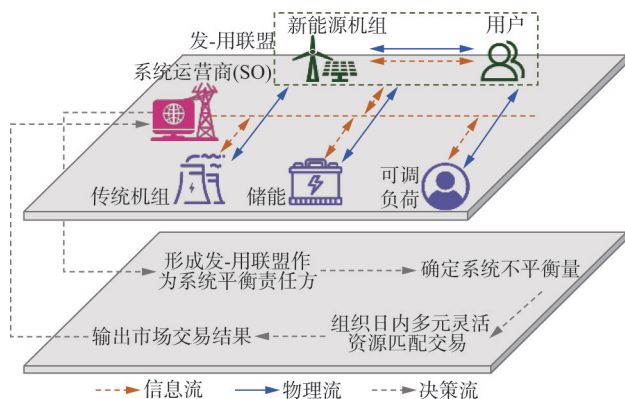


图1 日内发-用联盟偏差联动资源匹配交易市场架构

Fig. 1 Intraday generator-user alliance deviation linkage resource matching trading market structure

1.2 “发-用联盟”偏差联动平衡责任主体

新能源与用户侧偏差分别叠加形成系统面临的偏差电量^[23]如图2所示。

随着系统偏差电量愈发严重,系统产生调节能力供应不足、平衡成本急剧上升等问题^[24]。而用户侧种类多样、潜力空间巨大的灵活性资源可靠调用存在困难;新能源机组、用户产生的偏差具有方向性,尚未形成偏差联动有效模式^[25]。因此,为最大化利用资源间平衡匹配,考虑发、用

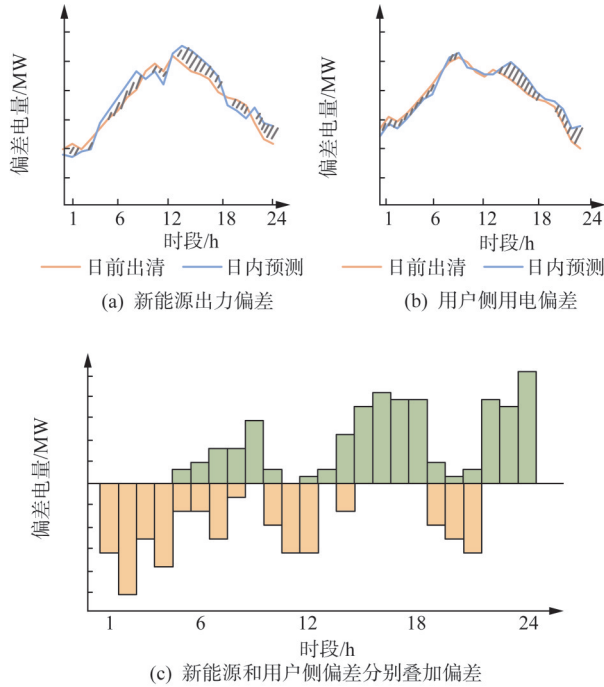


图2 “发-用联盟”形成前系统偏差电量

Fig. 2 System deviation electric quantities before the formation of “generator-user alliance”

两侧电能特性,本文提出“发-用联盟”偏差联动平衡责任主体。

新能源和用户根据自身历史出力情况,从中长期开始进行双边协商、摘挂牌交易等,在日前将达成合作的“发-用联盟”结果上报至SO,在日内联盟整体作为平衡责任主体参与多元灵活资源匹配交易。如图3所示,形成“发-用联盟”后联盟内部先进行偏差匹配,具体体现在联盟内部用户可根据新能源需求进行自主协同、偏差联动匹配,这为分散式负荷调节资源提供了根据针对性的效用途径,并简化了SO调度工作,最终在日内时间尺度下由分别申报新能源出力曲线和用户侧用电曲线变为同时计及用户侧和新能源的净负荷曲线,得到不同时序下的净负荷曲线偏差即为发-用联盟偏差联动结果,不平衡量再与外部灵活资源进行交易。

1.3 日内发-用联盟偏差联动资源匹配交易

考虑到我国超短期风电预测为每15 min滚动执行一次,每次更新4 h,日内发-用联盟偏差联动资源匹配交易在实时交易达成前4 h开展,以减小日前出清结果与实时调度运行间的偏差电量,保证交易计划的物理交割。具体交易流程如图4所示。

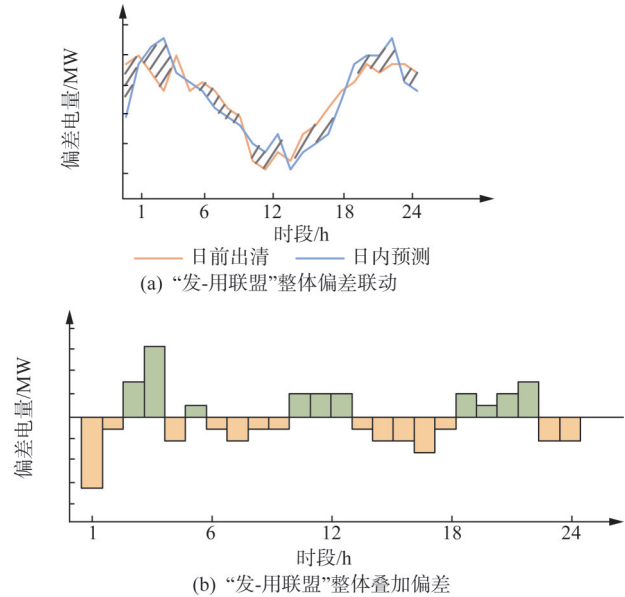


图3 “发-用联盟”形成后系统偏差电量

Fig. 3 System deviation electric quantities after the formation of “generator-user alliance”

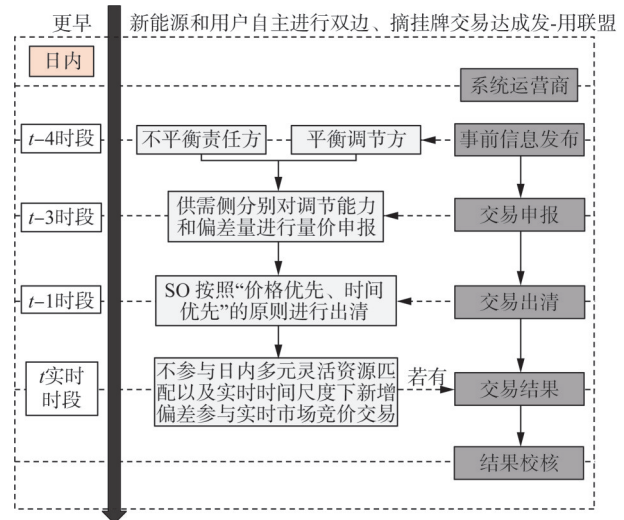


图4 日内发-用联盟偏差联动资源匹配交易流程

Fig. 4 Intraday generator-user alliance deviation linkage matching transaction flow

在日内发-用联盟偏差联动资源匹配交易中,核心流程主要包括:

- 1) 事前信息发布, 日内 $t-4$ 时段 SO 向市场成员发布日内市场交易相关信息;
- 2) 交易申报, $t-3$ 时段发-用联盟和灵活资源分别进行量价申报;
- 3) 交易出清, $t-1$ 时段 SO 按照“价格优先、时间优先”的原则进行出清;

4)交易补充, t 实时时段不参与日内偏差联动匹配以及实时新增偏差参与实时市场竞价交易;

5)交易结算, 按照日清月结的方式由电网公司代为结算;

6)交易考核, 由于供给侧主体未按交易结果执行导致需求侧主体未能得到有效保障的偏差费用, 根据组合内主体各自计量结果考核主体责任。

2 日内发-用联盟偏差联动资源匹配交易模型

基于发-用联盟偏差联动的日内多元灵活资源匹配交易机制进行建模, 整体流程图如图 5 所示。

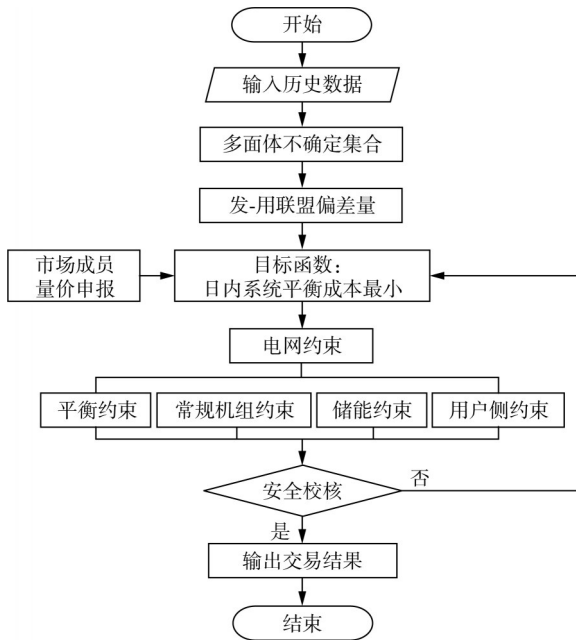


图 5 基于发-用联盟偏差联动的日内多元灵活资源匹配交易优化调度流程图

Fig. 5 Flowchart of optimal scheduling of intraday multiple flexible resource matching transactions based on generator-user alliance bias linkage

2.1 基于多面体不确定集合的发-用联盟偏差联动量化模型

考虑到新能源电站的波动性及负荷不确定性对市场交易的影响, 本文量化新型电力系统电量偏差时将二者双向匹配形成发-用联盟, 联盟内部采用净负荷的变化描述发-用联盟整体所需系统平衡需求, 最大化资源利用的同时最小化平衡成本。以系统中某个联盟为例, 首先采用多面体不确定集合描述新能源出力不确定性, 通过改变不确定度来控制

系统运行的保守性^[26-27]。新能源出力不确定集合为:

$$\begin{cases} P_{a,t}^{PV} + P_{b,t}^{PW} = (P_{0,a,t}^{PV} + P_{0,b,t}^{PW}) + (\Delta \hat{P}_{a,t}^{PV} + \Delta \hat{P}_{b,t}^{PW}) \xi_{j,t}, \\ a + b = j \\ \xi_{j,t} \in \zeta_{Phd} \\ |\xi_{j,t}| \leq 1, \forall j, t \\ \sum_j \xi_{j,t} \leq \Gamma, \forall t \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_{a,t}^{PV}$ 为 t 时段光伏 a 实际出力; $P_{0,a,t}^{PV}$ 为 t 时段光伏出力的期望值; $P_{b,t}^{PW}$ 为 t 时段风电 b 实际出力; $P_{0,b,t}^{PW}$ 为 t 时段风电出力的期望值; $\Delta \hat{P}_{j,t}^{PV}$ 、 $\Delta \hat{P}_{j,t}^{PW}$ 为分别为 t 时段光伏、风电出力范围的最大波动; Γ 为不确定度; j 为光伏与风电机组总数量; ζ_{Phd} 为多面体不确定集合; $\xi_{j,t}$ 为不确定因子, 其包络范围示意如图 6 所示。

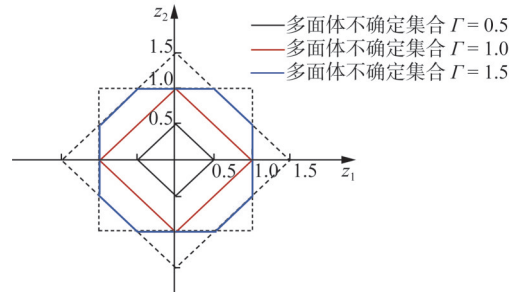


图 6 不同不确定度下多面体集合

Fig. 6 Polyhedral ensembles at different degrees of certainty

然后, 将新能源电站的波动性及负荷不确定性合并, 得到“发-用联盟”平衡责任主体的平衡需求可以分为 2 种情况: 当 $\Delta F_t < 0$ 时, 代表平衡责任主体具有上调需求; 当 $\Delta F_t > 0$ 时, 代表平衡责任主体具有下调需求。“发-用联盟”偏差平衡需求为:

$$\begin{cases} P_t^{nl} = P_t^L - P_t^{PV} - P_t^{PW} \\ \Delta F_t = P_t^{nl} - P_t^{con} \end{cases} \quad (2)$$

式中: ΔF_t 为灵活性需求; P_t^{nl} 为 t 时段实际净负荷功率; P_t^L 为 t 时段实际负荷功率; P_t^{PV} 为 t 时段实际光伏电站功率; P_t^{PW} 为 t 时段实际风电站功率; P_t^{con} 为 t 时段预测签约净负荷。

2.2 日内多元灵活资源匹配交易模型

以日内系统平衡成本最小为目标函数, 以提高系统整体福利:

$$\min \sum_{t=1}^T \left[\sum_g (\lambda_{g,t}^{\text{up}} P_{g,t}^{\text{up}} + \lambda_{g,t}^{\text{dw}} P_{g,t}^{\text{dw}}) + \sum_s (\lambda_{s,t}^{\text{up}} P_{s,t}^{\text{up}} + \lambda_{s,t}^{\text{dw}} P_{s,t}^{\text{dw}}) + \sum_u (\lambda_{u,t}^{\text{up}} P_{u,t}^{\text{up}} + \lambda_{u,t}^{\text{dw}} P_{u,t}^{\text{dw}}) \right] \quad (3)$$

式中: $P_{g,t}^{\text{up}}$ 、 $P_{g,t}^{\text{dw}}$ 分别为常规机组 g 在 t 时段的上调和下调功率; $\lambda_{g,t}^{\text{up}}$ 、 $\lambda_{g,t}^{\text{dw}}$ 分别为 t 时段的上调和下调成本; $P_{s,t}^{\text{up}}$ 、 $P_{s,t}^{\text{dw}}$ 分别为储能 s 在 t 时段的上调和下调功率; $\lambda_{s,t}^{\text{up}}$ 、 $\lambda_{s,t}^{\text{dw}}$ 分别为储能 s 在 t 时段的上调和下调成本; $P_{u,t}^{\text{up}}$ 、 $P_{u,t}^{\text{dw}}$ 分别为用户 u 在 t 时段的上调和下调功率; $\lambda_{u,t}^{\text{up}}$ 、 $\lambda_{u,t}^{\text{dw}}$ 分别为 t 时段的上调和下调补偿成本; T 为日内总时段 24 h。

功率平衡约束为:

$$\begin{cases} \sum_g P_{g,t}^{\text{up}} + \sum_s P_{s,t}^{\text{up}} + \sum_u P_{u,t}^{\text{up}} = \sum_a \Delta F_{a,t}^- \\ \sum_g P_{g,t}^{\text{dw}} + \sum_s P_{s,t}^{\text{dw}} + \sum_u P_{u,t}^{\text{dw}} = \sum_a \Delta F_{a,t}^+ \end{cases} \quad (4)$$

式中 $\Delta F_{a,t}^-$ 与 $\Delta F_{a,t}^+$ 分别为不平衡责任方在 t 时段的负、正偏差量。

常规机组出力约束为:

$$P_{g,\min} \leq P_{g,t}^{\text{ahead}} + P_{g,t}^{\text{up}} - P_{g,t}^{\text{dw}} \leq P_{g,\max} \quad (5)$$

式中: $P_{g,t}^{\text{ahead}}$ 为日前机组 g 在 t 时段的出力; $P_{g,\min}$ 为机组 g 的最小出力; $P_{g,\max}$ 为机组 g 的最大出力。

常规机组爬坡约束为:

$$\begin{cases} |P_{g,t+1}^{\text{ahead}} - P_{g,t}^{\text{ahead}}| + |P_{g,t+1}^{\text{up}} - P_{g,t}^{\text{up}}| \leq R_g^{\text{up}} \\ |P_{g,t+1}^{\text{ahead}} - P_{g,t}^{\text{ahead}}| + |P_{g,t+1}^{\text{dw}} - P_{g,t}^{\text{dw}}| \leq R_g^{\text{dw}} \end{cases} \quad (6)$$

式中 R_g^{up} 、 R_g^{dw} 分别为机组 g 的最大上、下爬坡速率。

储能充放电约束为:

$$P_{s,t}^{\text{up}} \leq P_{s,\max}^{\text{discharge}}, P_{s,t}^{\text{dw}} \leq P_{s,\max}^{\text{charge}} \quad (7)$$

$$E_{s,t+1} = E_{s,t} + \eta_{\text{ch}} P_{s,t}^{\text{dw}} - \frac{1}{\eta_{\text{dis}}} P_{s,t}^{\text{up}} \quad (8)$$

$$E_{s,\min} \leq E_{s,t} \leq E_{s,\max} \quad (9)$$

式中: $P_{s,\max}^{\text{discharge}}$ 、 $P_{s,\max}^{\text{charge}}$ 分别为储能 s 最大放电、充电功率; $E_{s,t}$ 为储能 s 在 t 时段储能装置能量; η_{ch} 、 η_{dis} 为储能 s 的充电、放电效率; $E_{s,\min}$ 、 $E_{s,\max}$ 分别为储能 s 的最小、最大储能容量。

用户侧容量约束为:

$$P_{u,\min} \leq P_{u,t}^{\text{up}} - P_{u,t}^{\text{dw}} \leq P_{u,\max} \quad (10)$$

式中 $P_{u,\min}$ 、 $P_{u,\max}$ 分别为用户 u 的最小、最大容量。

调节方向约束为:

$$P_{g,t}^{\text{up}} \cdot P_{g,t}^{\text{dw}} = 0 \quad (11)$$

$$P_{s,t}^{\text{up}} \cdot P_{s,t}^{\text{dw}} = 0 \quad (12)$$

$$P_{u,t}^{\text{up}} \cdot P_{u,t}^{\text{dw}} = 0 \quad (13)$$

潮流安全约束为:

$$\begin{cases} P_{l,t} = \frac{\sum_m \theta(m,t) K(l,m)}{x_l} \\ \underline{P}_l \leq P_{l,t} \leq \bar{P}_l \end{cases} \quad (14)$$

$$\underline{P}_l \leq \sum_{v=1}^{N_v} G_{l-v} P_{v,t} - \sum_{w=1}^{N_w} G_{l-w} P_{d,t} \leq \bar{P}_l \quad (15)$$

式中: $P_{l,t}$ 为 t 时段线路 l 的功率; $\theta(m,t)$ 为 t 时段母线 m 的相角; $K(l,m)$ 为线路 l 和母线 m 相关的系数; x_l 为线路 l 的电抗参数; $\underline{P}_l$ 、 $\bar{P}_l$ 为线路 l 的最小、最大功率约束; G_{l-v} 为从节点 v 到线路 l 的潮流转移分布因子; G_{l-w} 为从节点 w 到线路 l 的潮流转移分布因子; $P_{v,t}$ 为节点 v 在时段 t 的输出功率; $P_{d,t}$ 为系统在时段 t 的负荷功率; N_v 为调节节点的数量; N_w 为偏差节点的数量。

机组报价约束为:

$$\begin{cases} \lambda_{\min}^{\text{up}} \leq \lambda_t^{\text{up}} \leq \lambda_{\max}^{\text{up}} \\ \lambda_{\min}^{\text{dw}} \leq \lambda_t^{\text{dw}} \leq \lambda_{\max}^{\text{dw}} \end{cases} \quad (16)$$

式中: λ_t^{up} 、 λ_t^{dw} 分别为 t 时段主体报价; $\lambda_{\min}^{\text{up}}$ 、 $\lambda_{\max}^{\text{up}}$ 、 $\lambda_{\min}^{\text{dw}}$ 、 $\lambda_{\max}^{\text{dw}}$ 分别为最小、最大报价限值。

3 算例分析

3.1 算例设置

为充分论证本文所提模型在大节点系统具备正确性与有效性,采用 IEEE 118 节点标准测试系统进行验证。仿真的具体实验环境是在某日日前和实时市场交易结果的基础上引入所提模型重新形成市场交易结果进行比照,算例的基础参数如表 1 所示。

不确定度 Γ 反映新能源电站波动范围,进而影响发-用联盟偏差需求量,如图 7 所示。

在算例分析中,考虑调整 3 种不确定度场景。

1) 不考虑发-用联盟和日内多元灵活资源匹配交易; 2) 不考虑发-用联盟的日内多元灵活资源匹配交易; 3) 考虑发-用联盟的日内多元灵活资源匹配交易。

3.2 日内发-用联盟偏差联动资源匹配交易结果

日内发-用联盟偏差联动资源匹配交易结果如图 8 所示,其中 $P_{g,\text{up}x}$ 、 $P_{g,\text{dw}x}$ 、 $P_{s,\text{up}x}$ 、 $P_{s,\text{dw}x}$ 、 $P_{u,\text{up}x}$ 、 $P_{u,\text{dw}x}$ 分别为常规机组 x 、储能 x 和用户 x 上下调功率。随不确定度增加,日内发-用联盟偏差联动资源匹配交易有效缓解了实时市场平衡压力。

表 1 算例基础参数

Tab. 1 Basic parameters of calculation example

时段	1	2	3	4	5	6	7	8
日前预测净负荷/MW	40	38	36	35	37	34	33	31
实际负荷功率/MW	75	73	74	70	77	80	93	93
实际新能源功率/MW	28	27	27	29	33	43	53	62
日前电力价格/(元·MWh ⁻¹)	520	500	480	470	490	460	450	430
实时电力价格/元/MWh	900	870	900	910	930	890	910	900
时段	9	10	11	12	13	14	15	16
日前预测净负荷/MW	29	23	17	10	29	30	35	38
实际负荷功率/MW	97	94	113	121	113	107	103	100
实际新能源功率/MW	68	74	90	113	92	86	72	65
日前电力价格/(元·MWh ⁻¹)	400	350	290	220	210	220	270	300
实时电力价格/(元·MWh ⁻¹)	870	920	910	900	890	900	940	870
时段	17	18	19	20	21	22	23	24
日前预测净负荷/MW	39	35	39	37	34	40	45	43
实际负荷功率/MW	97	99	97	90	82	79	70	68
实际新能源功率/MW	61	62	53	50	51	42	34	27
日前电力价格/(元·MWh ⁻¹)	310	370	410	490	460	520	570	550
实时电力价格/(元·MWh ⁻¹)	840	900	920	950	910	900	880	860

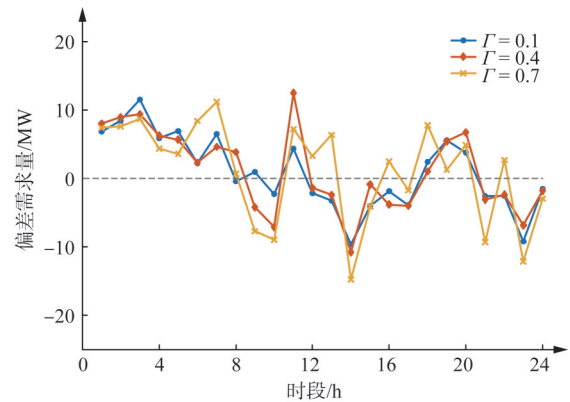


图 7 不同不确定度下某发-用联盟偏差需求对比
Fig. 7 Comparison of generator-user alliance deviation requirements under different levels of uncertainty

如表 2 所示，随着不确定度增加，系统偏差量越大，应对不平衡风险的系统平衡成本随之增大。

3.3 交易功能需求完成情况分析

1) “发-用联盟”对系统调节能力激励分析

“发-用联盟”对系统调节能力具有激励作用，如图 9 所示， Γ 为 0.1 时，发-用联盟下系统平衡偏差热力图较无发-用联盟时色块等级下降。可以看出，发-用联盟作为偏差联动平衡责任主体，较发电侧、用户侧分别申报偏差有所下降，通过资源内部打捆平衡，有效降低了系统总体偏差缺口，激励

系统进一步释放约 2 354 MW 的调节能力。

2) 不同策略下系统平衡成本对比分析

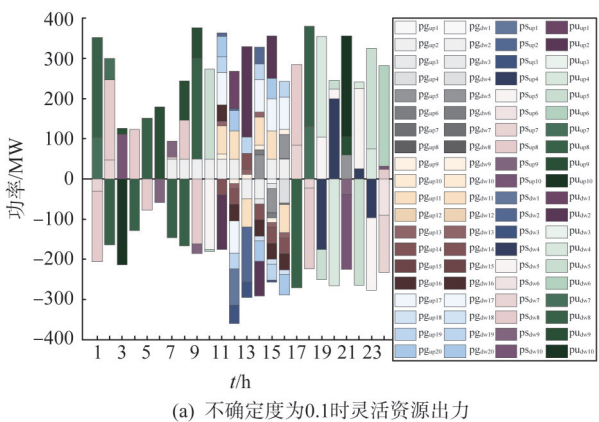
对不同策略下系统平衡情况进行分析，如表 3 所示。策略 2) 与策略 1) 系统总偏差量一致，但系统总平衡成本在不同不确定度下较策略 1) 大幅降低，且实时价格越高，日内多元灵活资源匹配交易控制价格风险、降低系统平衡成本的作用将越明显。对比策略 3) 和策略 2) 可以发现，系统总偏差量和总平衡成本在达成发-用联盟后均有所下降，可以看出，发-用联盟内部先进行平衡后再作为整体参与市场，可以一定程度上减小系统平衡压力。

3) 偏差主体价格风险对比分析

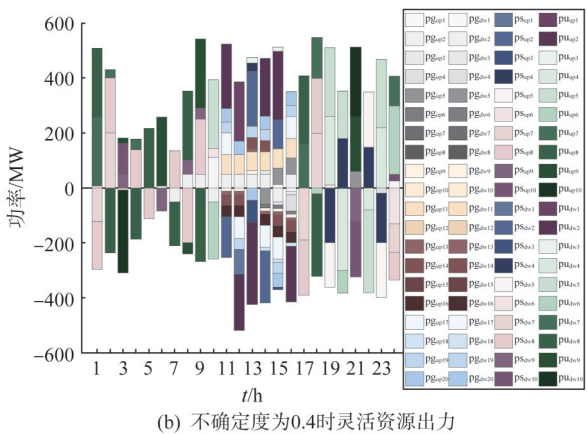
在偏差结算的电力市场中，参与现货市场的新能源和用户主体易产生偏差价格风险。偏差主体参与日内发-用联盟偏差联动资源匹配交易购买弹性资源的成本如图 10 所示，随着不确定度增大成本相应成增长趋势。图 10 中 3 条直线为不同确定度下的平均价格，与偏差量经过计算后，可得到在本文算例环境下，偏差主体选择加入日内发-用联盟偏差联动资源匹配交易市场可降低约 60 % 的偏差考核费用。

4) 灵活资源收益对比分析

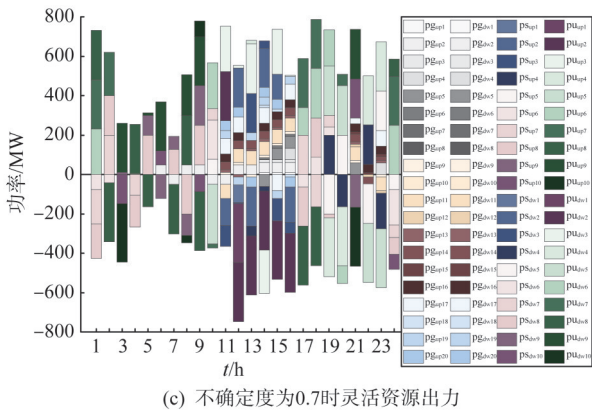
随着新能源装机比例不断升高，传统机组发电空间缩减，出力下降的部分收益为 0，而通过日内



(a) 不确定性为0.1时灵活资源出力



(b) 不确定性为0.4时灵活资源出力



(c) 不确定性为0.7时灵活资源出力

图 8 日内资源匹配交易结果

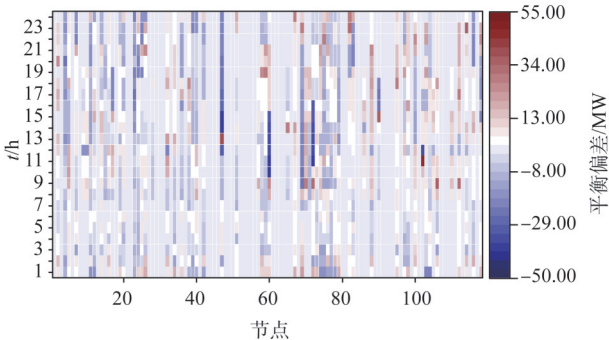
Fig. 8 Intraday resource matching transaction results

表 2 不同确定度下日内资源匹配交易结果表

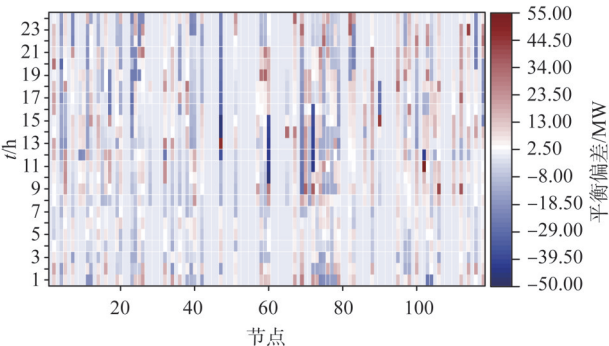
Tab. 2 Intraday resource matching transaction results under different uncertainties

不确定性	系统偏差量/MW	系统平衡成本/元
0.1	11 775	3 968 000
0.4	16 955	5 774 900
0.7	24 416	8 394 700

发-用联盟偏差联动资源匹配交易, 灵活资源可以获得收益如图 11 所示。可以看出, 随着不确定度增



(a) 发-用联盟下系统平衡偏差



(b) 无发-用联盟时系统平衡偏差

图 9 系统平衡偏差热力图

Fig. 9 Thermal map of system equilibrium deviations

表 3 不同策略下系统平衡情况表

Tab. 3 System balance table under different strategies

不确定性		0.1	0.4	0.7
策略 1)	系统偏差量/MW	14 129	20 346	29 299
	系统平衡成本/元	12 684 058	18 265 043	26 301 662
策略 2)	系统偏差量/MW	14 129	20 346	29 299
	系统平衡成本/元	4 788 100	6 963 000	10 120 000
策略 3)	系统偏差量/MW	11 775	16 955	24 416
	系统平衡成本/元	3 968 000	5 774 900	8 394 700

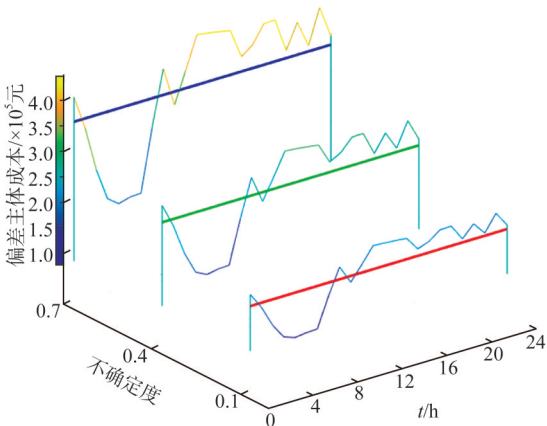


图 10 偏差主体成本图

Fig. 10 Deviation subject costs chart

大, 灵活资源收益呈上升趋势, 灵活资源具有参与日内发-用联盟偏差联动资源匹配交易的积极性。

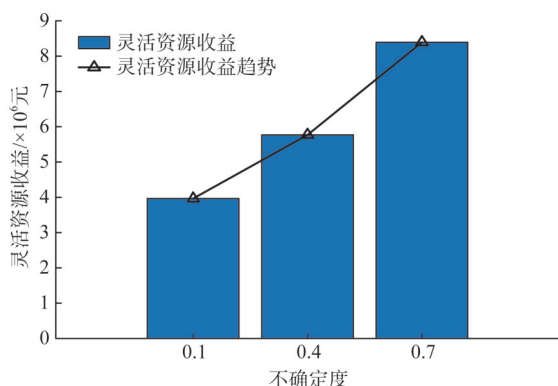


图 11 灵活资源收益图

Fig. 11 Flexible resource income chart

4 结论

随着新能源真正参与电力现货市场, “源荷双侧”波动性造成系统面临电力电量平衡挑战的问题愈发严重, 威胁系统安全稳定运行。然而, 灵活资源缺乏市场化调动途径, 资源间协同匹配能力较弱难以有效应对日益增大的系统不平衡风险和上升的平衡成本。针对上述问题, 本文创新性地提出了基于发-用联盟偏差联动的日内多元灵活资源匹配交易。具体算例结果如下。

1) 随着源荷双侧不确定度增加, 系统不平衡量和平衡成本升高, 本文所提基于发-用联盟偏差联动的日内多元灵活资源匹配交易量增多, 可有效缓解实时市场平衡压力, 确保系统平稳运行。

2) 与现有交易相比, 基于发-用联盟偏差联动的日内多元灵活资源匹配交易可实现大幅降低系统平衡成本, 并进一步激发系统调节潜力。

3) 对于参与市场的经营主体来说, 在本文算例环境下, 新能源、用户选择加入日内发-用联盟偏差联动资源匹配交易可降低约 60 % 的偏差考核成本; 常规机组等调节资源参与方日内发-用联盟偏差联动资源匹配交易可以获得收益、实现市场化成本回收。

参考文献

[1] 白云霄, 戴漫茹, 季天瑶, 等. 新型电力系统背景下考虑新能源的现货电能量和调频市场交易机制[J/OL]. 南方电网技术, 2024: 1 - 11. <https://nfdwjs.csg.cn/gateway-web/zh/debutDetail.html?serialNum=20240612006>.

BAI Yunxiao, DAI Manru, JI Tianyao, et al. Trading mechanism of spot electric energy and frequency regulation markets considering renewable energy under the background of new power system [J/OL]. Southern Power System Technology, 2024: 1 - 11. <https://nfdwjs.csg.cn/gateway-web/zh/debutDetail.html?serialNum=20240612006>.

[2] 谢敬东, 鲁思薇, 黄溪滢. 适应新型电力系统的电力市场力风险特征分析及其识别技术研究[J]. 电测与仪表, 2024, 61(12): 1 - 9.

XIE Jingdong, LU Siwei, HUANG Xiyi. Research on analysis of market power risk characteristics and identification technology to adapt to novel power system [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2024, 61(12): 1 - 9.

[3] 徐铭乾, 李更丰, 别朝红, 等. 极端天气下电力系统风险管理及弹性提升的市场化机制设计[J]. 电力系统自动化, 2025, 49(4): 90 - 102.

XU Mingqian, LI Gengfeng, BIE Zhaohong, et al. Marketization mechanism design for risk management and resilience enhancement of power system under extreme weather conditions [J]. Automation of Electric Power systems, 2025, 49(4): 90 - 102.

[4] 赵晋泉, 邵媛媛, 周竞, 等. 可调节负荷参与现货市场的多维度价值评估方法[J/OL]. 南方电网技术, 2024: 1 - 13. <https://nfdwjs.csg.cn/gateway-web/zh/debutDetail.html?serialNum=20240223009>.

ZHAO Jinquan, SHAO Yuanyuan, ZHOU Jing, et al. Multiple dimension evaluation method for adjustable load participation in spot market [J/OL]. Southern Power System Technology, 2024: 1 - 13. <https://nfdwjs.csg.cn/gateway-web/zh/debutDetail.html?serialNum=20240223009>.

[5] LI Jiaxi, WEN Ming, ZHOU Zhuomin, et al. Multi-objective optimization method for power supply and demand balance in new power systems [J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2024(161): 110204 - 110204.

[6] 刘俊磊, 刘新苗, 娄源媛, 等. 考虑源荷储不确定性的新型电力系统随机生产模拟方法[J]. 南方电网技术, 2024, 18(6): 36 - 42.

LIU Junlei, LIU Xinmiao, LOU Yuanyuan, et al. Stochastic production simulation method for new power system considering uncertainty of source network load and storage [J]. Southern Power System Technology, 2024, 18(6): 36 - 42.

[7] 刘秋华, 姜亚熙, 张正延, 等. 德国与英国电力市场平衡机制对比分析及启示[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(14): 8 - 15.

LIU Qiuhua, JIANG Yaxi, ZHANG Zhengyan, et al. Comparative analysis on electricity market balancing mechanisms of germany and UK and its enlightenment [J]. Automation of Electric Power systems, 2024, 48(14): 8 - 15.

[8] GRO Klæboe, JØRGEN Braathen, LUND Anders Eriksrud, et al. Day-ahead market bidding taking the balancing power market into account[J]. TOP, 2022, 30(3): 683 - 703.

[9] 文安, 黄维芳, 刘年. 英国电力市场的电量交易平衡机制[J]. 南方电网技术, 2014, 8(5): 1 - 5.

WEN An, HUANG Weifang, LIU Nian. The balancing mechanism of the UK electricity trading market [J]. Southern Power System Technology, 2014, 8(5): 1 - 5.

[10] WU Zhaoyuan, ZHOU Ming, ZHANG Ting, et al. Imbalance settlement evaluation for China's balancing market design via an agent-based model with a multiple criteria decision analysis

- method[J]. Energy Policy, 2020(139): 111297 – 111297.
- [11] 贺宜恒, 周明, 武昭原, 等. 国外典型电力平衡市场的运作模式及其对中国的启示[J]. 电网技术, 2018, 42(11): 3520 – 3528.
- HE Yiheng, ZHOU Ming, WU Zhaoyuan, et al. Study on operation mechanism of foreign representative balancing markets and its enlightenment for China [J]. Power System Technology, 2018, 42(11): 3520 – 3528.
- [12] DU Jialin, HU Weihao, ZHANG Zhang, et al. A multi-objective robust dispatch strategy for renewable energy microgrids considering multiple uncertainties [J]. Sustainable Cities and Society, 2024(116): 105918 – 105918.
- [13] 代江, 朱思霖, 田年杰, 等. 基于储能灵活能量状态的现货电能量-辅助服务市场联合出清机制[J]. 南方电网技术, 2024, 18(1): 58 – 68.
- DAI Jiang, ZHU Siling, TIAN Nianjie, et al. Joint clearing mechanism of spot power energy-auxiliary service market considering flexible state of energy in energy storage [J]. Southern Power System Technology, 2024, 18(1): 58 – 68.
- [14] 陈启鑫, 吕睿可, 郭鸿业, 等. 面向需求响应的电力用户行为建模: 研究现状与应用[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(10): 23 – 37.
- CHEN Qixin, LÜ Ruike, GUO Hongye, et al. Electricity user behavior modeling for demand response: research status quo and applications [J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(10): 23 – 37.
- [15] HU Jiankun, XIE Wenyan, CHEN Zhijian. Coordinated planning of source load storage flexible resources for photovoltaic access to power system [J]. Journal of Physics: Conference Series, 2023, 2495(1): 1742 – 6596.
- [16] 金耀杰, 常广隆, 徐江, 等. 计及成本回收与灵活性调节的双差异化容量补偿方法[J/OL]. 南方电网技术, 2024: 1 – 8. <https://nfdwjs.csg.cn/gateway-web/zh/debutDetail.html?serialNum=20240531003>.
- JIN Yaojie, CHANG Guanglong, XU Jiang, et al. Double-differentiated capacity compensation method considering cost recovery and flexibility adjustment [J/OL]. Southern Power System Technology, 2024: 1 – 8. <https://nfdwjs.csg.cn/gateway-web/zh/debutDetail.html?serialNum=20240531003>.
- [17] 程韧俐, 周保荣, 史军, 等. 面向区域统一电力市场的超大城市虚拟电厂关键技术研究综述[J]. 南方电网技术, 2023, 17(4): 90 – 100, 131.
- CHENG Renli, ZHOU Baorong, SHI Jun, et al. Review of key technologies for mega-city virtual power plants upon regional unified power market [J]. Southern Power System Technology, 2023, 17(4): 90 – 100, 131.
- [18] 刘俊磊, 刘新苗, 卢洵, 等. 高比例新能源系统供需平衡分析方法和对策[J]. 高电压技术, 2023, 49(7): 2711 – 2724.
- LIU Junlei, LIU Xinmiao, LU Xun, et al. Analysis methods and countermeasures of supply and demand balance of high proportion of new energy system [J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(7): 2711 – 2724.
- [19] MICHAELIS Anne, HANNY Lisa, KÖRNER Marc-Fabian, et al. Consumer-centric electricity markets: six design principles [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2024(191): 113817 – 113817.
- [20] 赵越, 张轩, 赵晨, 等. 计及多利益主体的配电侧动态定价与市场出清策略[J]. 南方电网技术, 2022, 16(1): 137 – 144.
- ZHAO Yue, ZHANG Xuan, ZHAO Chen, et al. Dynamic pricing and market clearing strategy for power distribution considering multiple stakeholders [J]. Southern Power System Technology, 2022, 16(1): 137 – 144.
- [21] 顾玖, 王素, 吕冉, 等. 考虑能量品级的可再生能源市场机制设计[J/OL]. 中国电机工程学报, 2024: 1 – 16. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.240447>
- GU Jiu, WANG Su, LÜ Ran, et al. Renewable energy market mechanisms design considering energy quality [J/OL]. Proceedings of the CSEE, 2024: 1 – 16. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.240447>
- [22] 曲睿馨. 促进可再生能源消纳的电力市场机制与出清研究[D]. 吉林: 东北电力大学, 2022.
- [23] 毛荀, 董王朝, 吕凯, 等. 计及新能源出力不确定性的电力系统恢复模型及快速求解方法[J/OL]. 南方电网技术, 2024, 1 – 12. <https://nfdwjs.csg.cn/gateway-web/zh/debutDetail.html?serialNum=20240324001>.
- MAO Xun, DONG Wangchao, LÜ Kai, et al. Power system restoration modeling and fast solution method considering the uncertainty of new energy output [J/OL]. Southern Power System Technology, 2024, 1 – 12. <https://nfdwjs.csg.cn/gateway-web/zh/debutDetail.html?serialNum=20240324001>.
- [24] 尚静怡, 姜欣, 肖东亮, 等. 边际定价与经济调度深度融合的边际成本比较型竞价模式[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(6): 185 – 193.
- SHANG Jingyi, JIANG Xjn, XIAO Dongliang, et al. Marginal cost comparison bidding mode with deep fusion of marginal pricing and economic dispatching [J]. Automation of Electric Power systems, 2024, 48(6): 185 – 193.
- [25] WANG Jiao, HU Jinyan, BAI Zhichao, et al. Robust optimization bidding strategy for user-side resource-side participation in the market distribution of electrical energy and peaking ancillary services considering risk expectations and opportunity constraints [J]. Frontiers in Energy Research, 2024(12): 1469739.
- [26] 孙东磊, 王宪, 孙毅, 等. 基于多面体不确定集合的电力系统灵活性量化评估方法[J]. 中国电力, 2024, 57(9): 146 – 155.
- SUN Donglei, WANG Xian, SUN Yi, et al. Polyhedral uncertainty set based power system flexibility quantitative assessment [J]. Electric Power, 2024, 57(9): 146 – 155.
- [27] 李铁成, 杨少波, 傅本栋, 等. 主动负荷参与的含高比例分布式光伏台区经济自治运行[J]. 南方电网技术, 2022, 16(8): 12 – 21.
- LI Tiecheng, YANG Shaobo, FU Bendong, et al. Economic autonomous operation of high proportion distributed photovoltaic station area with active load participation [J]. Southern Power System Technology, 2022, 16(8): 12 – 21.

收稿日期: 2025-01-15; 网络首发日期: 2025-05-07

作者简介:

王雁凌(1970), 女, 副教授, 博士, 研究方向为能源经济、电力市场、电力系统规划与运营, wangyanling@ncepu.edu.cn;

刘菁(2001), 女, 通信作者, 硕士, 研究方向为能源经济、电力市场, 2317177379@qq.com;

丁肇豪(1988), 男, 教授, 博士, 研究方向为电力市场、电动汽车和数据中心。