

DOI: 10.20097/j.cnki.issn1007-9904.2024.08.006

考虑新能源不确定性的电网运营商多时间尺度鲁棒交易

马文祚*, 夏周武

(国网冀北电力有限公司, 北京 100052)

摘要:“双碳”目标下,新能源出力的不确定性加剧了电网电价波动。针对现货电价和电负荷的不确定性,在满足网络拓扑约束前提下,综合考虑现货市场交易与双边合同、期权合约交易,建立了多时间尺度多类型交易耦合模型,并基于可信性理论对其中的不确定性因素进行评估。同时,利用清晰等价类方法将模糊机会约束转化为确定性约束,建立考虑多重不确定性的电网运营商(power grid operators, PGO)多时间尺度鲁棒交易策略模型。通过 IEEE 33 节点配电网网络(power distribution network, PDN)进行仿真测试,结果验证所提模型在对冲电力市场交易风险方面的有效性,多时间尺度的多类型交易能够提高系统的经济性和鲁棒性,所提出的风险规避因子能够量化市场交易的不确定性,为电网运营商的市场决策和风险评估提供了一种新思路。

关键词:电网运营商;多类型交易;可信性理论;优化调度;不确定性

中图分类号:TM732

文献标识码:A

文章编号:1007-9904(2024)08-0049-10

Multi-time Scale Robust Trading of Power Grid Operators Considering New Energy Uncertainty

MA Wenzuo*, XIA Zhouwu

(State Grid Jibei Electric Power Co., Ltd., Beijing 100052, China)

Abstract: Under the "double carbon" target, the uncertainty of new energy output has intensified the fluctuation of power grid prices. In view of the uncertainty of spot prices and power load, under the premise of satisfying network topological constraints, a multi-time scale multi-type trading coupling modeling was established, which comprehensively considers spot market trading, bilateral contract, and option contract trading. Moreover, the uncertainty risk assessment method based on credibility theory was derived. On this basis, the fuzzy opportunity constraints representing uncertainty risks were transformed into deterministic constraints by using clear equivalent classes, and a multi-time scale robust trading strategy model for power grid operators under multiple uncertainties was proposed. Simulations were carried out on the improved IEEE 33-node distribution network, and the results verify the effectiveness of the proposed model in hedging multiple uncertainty risks in power market transactions. The risk avoidance factor can quantify the uncertainty of market transactions, and multi-time scale and multi-type trading can improve the economic and robustness of the system, providing a new idea for power grid operators' market decision-making and risk assessment.

Keywords: power grid operator; multi-type trading; credibility theory; optimal scheduling; uncertainty

0 引言

近年来,面对全球能源需求不断上升和生态环境问题日益加剧,建设绿色低碳的新型能源系统已成为实现“双碳”目标的关键举措^[1]。2021年3月,习近平总书记在主持召开中央财经委员会第九次会议时明确提出,未来我国将推动可再生能源替代计划,深化电力体制改革,建设以新能源为核心的新型电

力系统^[2]。然而,随着新能源的大规模接入,其固有的随机性和波动性对电力系统运行的经济性和可靠性的影响日益显现^[3]。新能源发电占比的不断增加和其出力的不确定性对电力市场的直接影响就是使电价呈现出波动性和不确定性^[4]。因此,研究合理有效的市场交易策略是保障电网运营商(power grid operators, PGO)安全性与经济性的关键。

针对新能源出力间歇性带来的不确定性问题,

文献[5]通过采用随机规划方法来处理能源价格波动的不确定性。文献[6]利用条件风险价值来量化光伏出力以及电价的不确定风险,求解最优的系统运行策略。文献[7]利用鲁棒优化和信息间隙决策理论分别应对电价和光伏不确定性,提出一种考虑多重不确定性和综合贡献率的多微电网合作运行策略。文献[8]针对风光机组出力以及价格的不确定性,结合随机优化和分布式鲁棒优化,建立了热电联合虚拟电厂参与电力市场的竞标模型。文献[9]基于模糊集理论,利用三角模糊数表征电价的不确定性,建立了考虑价格不确定性的模糊优化模型。

目前关于处理不确定性的研究方法主要集中在鲁棒优化、随机优化和模糊优化。但这些研究在理论上都存在一定的局限性^[10]。例如,随机优化采样数庞大导致其计算过程冗杂,方案实施性不足;传统鲁棒优化的决策过于保守,难以同时考虑系统风险与成本之间的平衡;模糊优化中模糊信息的描述和方法的选取均具有较强主观性,前期工作量大且繁琐^[11]。可信性理论建立了与概率论对应的模糊论公理化体系,防止了传统隶属度计算可能带来的决策混乱,目前已广泛应用于电力系统的不确定性问题研究^[12]。文献[13]利用模糊参数来描述新能源与系统负荷的不确定性,结合可信性理论,建立了考虑风电及负荷不确定性的模糊机会约束模型。文献[14]针对风电出力的不确定性,建立了基于可信性理论的天然气网络电转气(power to gas, P2G)设备和燃气轮机区间优化模型。但是,鲜有文献从PGO的角度充分考虑决策者的风险偏好特征。

与此同时,自2015年以来,我国新一轮电力体制改革全面展开,市场化交易电量大幅提高,电力市场建设取得较大进展,越来越多的多时间尺度电力交易方式共同参与市场^[15]。文献[16]结合电力现货市场与远期合同市场,建立了联合均衡市场模型,通过算例证明了该模型可有效缓解发电商的市场力。文献[17]构建了期权市场与现货市场相结合的新电力交易模式。多时间尺度交易方式之间的结合可以进一步促进电力系统的稳定发展,在一定程度上规避不确定性带来的影响^[18]。然而,很少有文献同时考虑现货市场与期权合约、双边合同多级协调交易机制之间的耦合关系。

综上所述,文中基于可信性理论,针对现货电价以及电负荷的双重不确定性,构建了一个PGO鲁棒

交易模型。该模型避免传统鲁棒优化的过度保守问题;充分考虑PGO在决策时的风险偏好,帮助PGO在不确定性条件下制定涉及现货市场、期权合约、双边合同之间的多时间尺度类型交易策略,合理分配各交易类型的购电比例,实现交易方案在经济与安全稳定方面的有效性。

1 确定环境下PGO交易优化模型

所构建的PGO交易系统从由现货市场、双边合同、期权合约组成的电力市场购电,并配有储能设备(energy storage device, ESD)和燃气轮机(gas turbine, GT),共同满足配电网(power distribution network, PDN)的负荷需求。ESD与GT使PGO拥有更多的选择,能制定更加灵活的市场交易策略。

1.1 目标函数

确定环境下PGO交易以系统运行成本最小为目标,协调多类型交易的分配。其中,系统运行成本包括多类型市场交易成本、储能运行成本和自产发电设备成本。

在本文所建立的模型中,PGO可以通过多种类型的交易方式进行电力交易。将时段集合 T 分为 T_1 和 T_2 两个时段,分别代表了电力需求的非高峰时段和高峰时段(即 $T = T_1 + T_2$)。

PGO在现货市场交易中的成本 C_{sm} 为

$$C_{sm} = \sum_{t \in T} [\lambda_t^e p_t^{sm}] \quad (1)$$

式中: λ_t^e 为 t 时段的现货价格; p_t^{sm} 为 t 时段PGO的现货市场交易量。

看涨期权合约的交易量为定值且仅适用于 T_2 。因此,PGO在期权合约市场的成本函数 C_{oc} 为

$$C_{oc} = \sum_{t \in T_2} \left[\min \{ \lambda_{ck}, \lambda_t^e \} p_t^{oc} + \lambda_0 p_t^{oc} \right] \quad (2)$$

式中: p_t^{oc} 为 t 时段看涨期权合约交易量; λ_{ck} 为期权的行权价格; λ_0 为期权价格。当 $\lambda_{ck} < \lambda_t^e$ 时,PGO履行期权权益以合约价格购电;如果 $\lambda_{ck} \geq \lambda_t^e$,综合能源系统放弃行使期权,以现货市场价格购电。

假设电力市场双边合同交易中有 N 种合同方案,则其成本 C_{bc} 为

$$C_{bc} = \sum_{t \in T} \sum_{n \in N} [\lambda_n^{bc} p_{t,n}^{bc}] \quad (3)$$

式中: λ_n^{bc} 为第 n 个合同方案的价格; $p_{t,n}^{bc}$ 为 t 时段第 n 个合同方案的交易量。

自产发电设备GT成本 C_{sp} 为

$$C_{sp} = \sum_{t \in T} \sum_{k \in K} [a_e (p_{t,k}^{GT})^2 + b_e (p_{t,k}^{GT}) + c_e] \quad (4)$$

式中: K 为PDN的节点集合; a_e 、 b_e 、 c_e 分别为GT的成本系数; $p_{t,k}^{GT}$ 为 t 时段 k 节点GT出力。

储能设备运行成本 C_{op} 为

$$C_{op} = \sum_{t \in T} [d_{ESD} (p_t^{in} + p_t^{out})] \quad (5)$$

式中: p_t^{in} 、 p_t^{out} 分别为ESD在 t 时段的充电、放电功率; d_{ESD} 为ESD运行成本。

综上所述,PGO的运营总成本 C 为

$$C = C_{sm} + C_{oc} + C_{bc} + C_{sp} + C_{op} \quad (6)$$

1.2 约束条件

1) 交易约束。

多类型电力市场中的购电上限、下限约束为

$$\begin{cases} p_{t,\min}^{sm} \leq p_t^{sm} \leq p_{t,\max}^{sm} \\ p_n^{bc,\min} s_n \leq p_{t,n}^{bc} \leq p_n^{bc,\max} s_n \\ p_{t,\min}^{oc} \leq p_t^{oc} \leq p_{t,\max}^{oc} \end{cases} \quad (7)$$

式中: $p_{t,\min}^{sm}$ 、 $p_{t,\max}^{sm}$ 分别为现货市场交易量的最小、最大量; s_n 为二元决策变量,若PGO购买第 n 个双边方案,则 $s_n = 1$,反之, $s_n = 0$ 。 $p_n^{bc,\min}$ 、 $p_n^{bc,\max}$ 分别为第 n 个合同方案的最小、最大交易量; $p_{t,\max}^{oc}$ 、 $p_{t,\min}^{oc}$ 为期权合约交易量上下限。

在 t 时段,多类型市场交易购电总和等于系统的电网注入量 p_t^{grid} 。

$$\begin{aligned} p_t^{sm} + \sum_{n \in N} p_{t,n}^{bc} &= p_t^{grid}, \forall t \in T_1 \\ p_t^{sm} + \sum_{n \in N} p_{t,n}^{bc} + p_t^{oc} &= p_t^{grid}, \forall t \in T_2 \end{aligned} \quad (8)$$

2) 自产发电设备功率上下限约束。

$$\begin{cases} p_{t,k}^{GT,\min} \leq p_{t,k}^{GT} \leq p_{t,k}^{GT,\max} \\ q_{t,k}^{GT,\min} \leq q_{t,k}^{GT} \leq q_{t,k}^{GT,\max} \\ q_{t,k}^{svg,\min} \leq q_{t,k}^{svg} \leq q_{t,k}^{svg,\max} \end{cases} \quad (9)$$

式中: $p_{t,k}^{GT,\max}$ 和 $p_{t,k}^{GT,\min}$ 分别为 t 时段 k 节点GT的有功出力最大、最小值; $q_{t,k}^{GT}$ 为 k 节点GT的无功出力; $q_{t,k}^{svg}$ 为静态无功发生器的无功出力; $q_{t,k}^{GT,\max}$ 和 $q_{t,k}^{GT,\min}$ 分别为 t 时段 k 节点GT的无功出力最大、最小约束; $q_{t,k}^{svg,\max}$ 和 $q_{t,k}^{svg,\min}$ 分别为 t 时段 k 节点静态无功发生器的无功最大、最小出力。

3) 储能约束。

ESD的能量平衡约束为

$$E_{t+1} = E_t + p_t^{in} \eta_+^{esu} - p_t^{out} / \eta_-^{esu} \quad (10)$$

式中: E_t 为 t 时段ESD中存储的电量; η_+^{esu} 、 η_-^{esu} 分别为ESD充电、放电效率。另外储能系统不同时间段的

充放电受其容量限制。

$$\begin{cases} E_t^{\min} \leq E_t \leq E_t^{\max} \\ u_e^{in} p_t^{in,\min} \leq p_t^{in} \leq u_e^{in} p_t^{out,\max} \\ u_e^{out} p_t^{out,\min} \leq p_t^{out} \leq u_e^{out} p_t^{out,\max} \\ u_e^{in} + u_e^{out} = 1 \end{cases} \quad (11)$$

式中: E_t^{\max} 、 E_t^{\min} 分别为 t 时段ESD的最大、最小容量; $p_t^{in,\max}$ 、 $p_t^{in,\min}$ 分别为ESD充电功率上下限; $p_t^{out,\max}$ 、 $p_t^{out,\min}$ 分别为ESD放电的最大、最小功率; u_e^{in} 、 u_e^{out} 为二元决策变量,表示ESD充放电状态,充电时 $u_e^{in} = 1$ 、 $u_e^{out} = 0$,放电时 $u_e^{in} = 0$ 、 $u_e^{out} = 1$ 。

4) 配电网约束。

PDN模块约束采用二阶锥最优潮流模型^[19]。

$$p_{t,k}^{grid} + p_{t,k}^{GT} + (f_{t,o(l)}^p - a_{t,l} R_l) = \sum_{l \in L} f_{t,r(l)}^p + G_k U_{t,k} + D_{t,k}^p \quad (12)$$

$$q_{t,k}^{grid} + q_{t,k}^{GT} + (f_{t,o(l)}^q - a_{t,l} X_l) = \sum_{l \in L} f_{t,r(l)}^q - B_k U_{t,k} + D_{t,k}^q \quad (13)$$

$$U_{t,s(l)} - 2(R_l f_{t,l}^p + X_l f_{t,l}^q) + a_{t,l} (R_l^2 + X_l^2) = U_{t,l(l)} \quad (14)$$

$$((f_{t,l}^p)^2 + (f_{t,l}^q)^2) / a_{t,l} \leq U_{t,k} \quad (15)$$

式中: L 为线路的集合; $p_{t,k}^{grid}$ 和 $q_{t,k}^{grid}$ 分别为 t 时段电网向 k 节点注入的有功和无功功率; $f_{t,o(l)}^p$ 和 $f_{t,o(l)}^q$ 分别为 t 时段流入线路 l 的有功、无功功率; $f_{t,r(l)}^p$ 和 $f_{t,r(l)}^q$ 分别为 t 时段流出线路 l 的有功、无功功率; $D_{t,k}^p$ 和 $D_{t,k}^q$ 分别为 t 时段 k 节点的有功、无功负荷; R_l 、 X_l 分别为线路 l 的电阻和电抗; G_k 、 B_k 分别为 k 节点的电导和电纳; $U_{t,k}$ 为 t 时段 k 节点的电压的平方; $U_{t,s(l)}$ 和 $U_{t,l(l)}$ 分别为线路 l 的首、末端电压的平方; $a_{t,l}$ 为 t 时段线路 l 电流的平方; $f_{t,l}^p$ 、 $f_{t,l}^q$ 分别为 t 时段线路 l 上流经的有功、无功功率。

综上,确定环境下PGO交易优化模型可表示为

$$\min C, \text{ s.t. 式(7)一式(15)} \quad (16)$$

2 多重不确定性下PGO鲁棒交易模型

实际系统负荷的预测总是不可避免地存在误差^[20]。对于考虑参与多种市场交易类型的PGO来说,现货市场电价和负荷需求的不确定性给PGO市场交易策略的制定带来巨大的挑战。PGO的市场调度策略需要在满足系统约束的前提下,规避多重不确定性带来的风险,减少系统的运营成本。基于此,文中提出计及现货电价、电负荷不确定性的PGO多类型市场交易策略。

2.1 基于可信性理论的PGO交易风险评估

传统的模糊决策因为缺少完整的公理体系,因此导致决策结论缺乏说服力。目前,学者们通过利

用可信性理论弥补了可能性度量自对偶性的缺点^[21],以此来研究模糊决策问题。在可信性理论中,通过可信度度量描述模糊事件的可信程度解决了传统隶属度计算方法带来的决策混乱^[22]。

在集合 $A \in \mathcal{R}$ 中模糊事件的可信性测度可以用模糊变量 ξ 的最小上界来表示($\xi \in A$)^[23],即

$$\text{Cr}\{\xi \in A\} = \frac{1}{2} \left(\sup_{y \in A} \mu(y) + 1 - \sup_{y \in A^c} \mu(y) \right) \quad (17)$$

式中: $\sup_{y \in A} \mu(y)$ 和 $1 - \sup_{y \in A^c} \mu(y)$ 代表了 A 的可能性测度和必要性测度; $\text{Cr}\{\cdot\}$ 为可信性测度函数; A^c 为集合 A 的补集; $\mu(y)$ 为模糊变量 y 的隶属度函数。式中的系数 $1/2$ 可以保证对偶性成立。此外,式(17)还具有正态性、非负性和单调性^[23]。

1) 电负荷的可信性分布函数。

研究负荷需求不确定性问题时常采用梯形隶属度函数^[24]:

$$\mu(\chi) = \begin{cases} 0, & \chi < r_1 \\ \frac{\chi - r_1}{r_2 - r_1}, & r_1 \leq \chi < r_2 \\ \frac{r_3 - \chi}{r_3 - r_2}, & r_2 \leq \chi < r_3 \\ 0, & \chi \geq r_3 \end{cases} \quad (18)$$

式中: r_1 、 r_2 、 r_3 为隶属度参数,决定隶属度函数的形状; χ 为梯形隶属度函数的决策变量。

利用式(17)得到电负荷不确定性的可信性分布函数来评估 PGO 负荷端需求的不确定性风险,即

$$\text{Cr}\{\xi \leq \chi\} = \begin{cases} 0, & \chi < r_1 \\ \frac{\chi - r_1}{2(r_2 - r_1)}, & r_1 \leq \chi < r_2 \\ \frac{\chi + r_3 - 2r_2}{2(r_3 - r_2)}, & r_2 \leq \chi < r_3 \\ 1, & r_3 \leq \chi \end{cases} \quad (19)$$

2) 现货电价误差的可信性分布函数。

由于新能源的大量接入,导致在电力市场交易中,现货电价不可避免地产生波动。现货电价的预测误差百分比为 ε ,其表达式为

$$\varepsilon = \left[(\lambda_t^e - \widehat{\lambda}_t^e) / \widehat{\lambda}_t^e \right] \times 100\% \quad (20)$$

式中: $\widehat{\lambda}_t^e$ 为预测电价。

将现货电价作为模糊变量,其预测误差的隶属度函数 μ_ε 往往采用柯西分布来描述为^[25]

$$\mu_\varepsilon = \begin{cases} \frac{1}{1 + \omega(\varepsilon/E_+)^2}, & \varepsilon > 0 \\ \frac{1}{1 + \omega(\varepsilon/E_-)^2}, & \varepsilon \leq 0 \end{cases} \quad (21)$$

式中: E_+ 和 E_- 分别为正误差、负误差百分比的统计平均值; ω 为加权因子。

同样利用式(17)可以得到现货电价预测误差的可信性分布函数为

$$\text{Cr}\{\xi \leq x\} = \begin{cases} 1 - \frac{1}{2 \left[1 + \omega(\varepsilon/E_+)^2 \right]}, & \varepsilon > 0 \\ \frac{1}{2 \left[1 + \omega(\varepsilon/E_-)^2 \right]}, & \varepsilon \leq 0 \end{cases} \quad (22)$$

2.2 计及多重不确定性的模糊机会约束模型

考虑现货电价以及电负荷的不确定性,基于可信性理论,可以将不确定环境下 PGO 市场交易的模糊约束表示为:

$$\text{Cr}(\max C(\lambda_t^e, q) \leq C_e) \geq \alpha \quad (23)$$

$$C_e = (1 + \tau) C_0 \quad (24)$$

$$\lambda_t^e = (1 + \varepsilon) \widehat{\lambda}_t^e \quad (25)$$

$$\text{Cr} \left(P_{t,k}^{\text{grid}} + p_{t,k}^{\text{GT}} + (f_{t,o(l)}^p - a_{t,l} R_l) \right) \geq \beta \quad (26)$$

式中: C_e 为预期总成本; α 、 β 为可信度,其数值大小反映了可信性测度的高低; q 为决策变量; C_0 为确定环境下,即实际值等于预测值时 PGO 的系统运营成本; τ 为风险规避因子,表示多重不确定性下 PGO 对风险的规避程度, τ 越大则预期成本 C_e 越高,风险规避程度也越高,风险规避意识越强。式(23)表示实际成本小于预期成本的可信度不小于 α ; 式(26)表示满足系统功率平衡约束的可信度不小于 β 。

根据上述讨论,为在满足电力系统潮流约束的前提下,最大化实现预期目标的可信度 α 和 β ,多目标模糊机会约束模型可以表示为

$$\max(\alpha, \beta) \quad (27)$$

s.t. 式(7)一式(15), 式(23)一式(26)

在实际情况中,当现货电价为预测最大值时,系统的运营成本最高,因此式(23)可以表示为

$$\text{Cr} \left(C(\lambda_t^e, q) \Big|_{\lambda_t^e = (1 + \varepsilon) \widehat{\lambda}_t^e} \leq C_e \right) \geq \alpha, \quad \varepsilon \geq 0 \quad (28)$$

2.3 PGO多类型市场鲁棒交易模型

由于式(27)是多目标模糊优化问题,难以直接求解。因此根据文献[26],采用鲁棒优化的思想将目标函数转化为 $\max[\min(\alpha, \beta)]$ 形式,此时的目标函数为最大化最小的可信度。

利用清晰等价类的转换性质可以将模糊机会约束转化为确定等价类,进而可用一般的求解过程来计算。因此,根据文献[23],可以通过下述定理对式(27)中的模糊机会约束进行转化。

定理1:如果 ξ 为一维变量,隶属函数为 μ_ε 。函数 $g(x, \xi)$ 的形式为 $g(x, \xi) = h(x) - \xi$, $h(x)$ 为决策变量 x 的函数,则 $\text{Cr}\{g(x, \xi)\} \leq \alpha$,当且仅当 $h(x) \leq K_\alpha$,其中 K_α 表示 μ_ε 的反函数与 α 的参数关系。

$$K_\alpha = \begin{cases} \sup\{K|K = \mu_\varepsilon^{-1}(2\alpha)\}, & \alpha < 1/2 \\ \inf\{K|K = \mu_\varepsilon^{-1}(2(1-\alpha))\}, & \alpha \geq 1/2 \end{cases} \quad (29)$$

定理2:若函数形式为:

$$g(x, \xi) = h_1(x)\xi_1 + h_2(x)\xi_2 + \dots + h_\vartheta(x)\xi_\vartheta + h_0(x) \quad (30)$$

式中: ξ_ϑ 为模糊变量; $h_\vartheta(x)$ 为第 ϑ 个隶属度参数; $h_0(x)$ 为初始隶属度函数。

当 $\beta \geq 1/2$ 时, $\text{Cr}\{g(x, \xi) \leq 0\} \geq \beta$ 的清晰等价类为

$$(2-2\beta) \sum_{m=1}^{\vartheta} [r_{m3}h_m^+(x) - r_{m2}h_m^-(x)] + (2\beta-1) \sum_{m=1}^{\vartheta} [r_{m4}h_m^+(x) - r_{m1}h_m^-(x)] + h_0(x) \leq 0 \quad (31)$$

式中: $h_m^+(x) = h_m(x) \vee 0$, \vee 表示逻辑运算“或”; $h_m^-(x) = -h_m(x) \wedge 0$, \wedge 表示逻辑运算“与”; $r_{m1}, r_{m2}, r_{m3}, r_{m4}$ 为表征梯形模糊函数的四个参数。

当 $\varepsilon \geq 0, \alpha \geq 1/2$ 时,可以将式(28)通过定理1转化为

$$\begin{cases} C(\lambda_i^e, q) \Big|_{\lambda_i^e = (1+K_\alpha)\lambda_i^e} \geq C_e \\ K_\alpha = \mu_\varepsilon^{-1}(2(1-\alpha)) \geq 0 \end{cases} \quad (32)$$

根据可信性测度和定理2,式(26)可转化为

$$P_{t,k}^{\text{grid}} + P_{t,k}^{\text{CT}} + (f_{t,o(l)}^p - a_{t,l}R_l) - \sum_{l \in L} f_{t,r(l)}^p = G_k U_{t,k} + (2-2\beta)D_{t,2} + (2\beta-1)D_{t,3} \quad (33)$$

式中: $D_{t,2}$ 、 $D_{t,3}$ 为电负荷的模糊变量,可由式(34)确定。

$$D_{t,\kappa} = M_\kappa \widehat{D}_t \quad \kappa = 1, 2, 3 \quad (34)$$

式中: \widehat{D}_t 为电负荷的预测值; M_κ 为比例系数, $0 \leq M_\kappa \leq 1$ 。

综上所述,多重不确定性下PGO鲁棒交易模型可表示为

$$\begin{aligned} & \max[\min(\alpha, \beta)] \\ & \begin{cases} C(\lambda_i^e, q) \Big|_{\lambda_i^e = (1+K_\alpha)\lambda_i^e} \geq C_e \\ K_\alpha = \mu_\varepsilon^{-1}(2(1-\alpha)) \geq 0 \\ P_{t,k}^{\text{grid}} + P_{t,k}^{\text{CT}} + (f_{t,o(l)}^p - a_{t,l}R_l) - \sum_{l \in L} f_{t,r(l)}^p = \\ \text{s.t.} \begin{cases} G_k U_{t,k} + (2-2\beta)D_{t,2} + (2\beta-1)D_{t,3} \\ C_e = (1+\tau)C_0 \\ 0 \leq \tau \leq 1 \end{cases} \end{cases} \quad (35) \\ & \text{式(7)一式(15)} \end{aligned}$$

该模型假设实际值在一定的预测范围内波动。本文借助MATLAB平台搭建数学模型,利用YALMIP工具箱中的CPLEX对该模型进行求解。图1给出了该模型的求解流程。

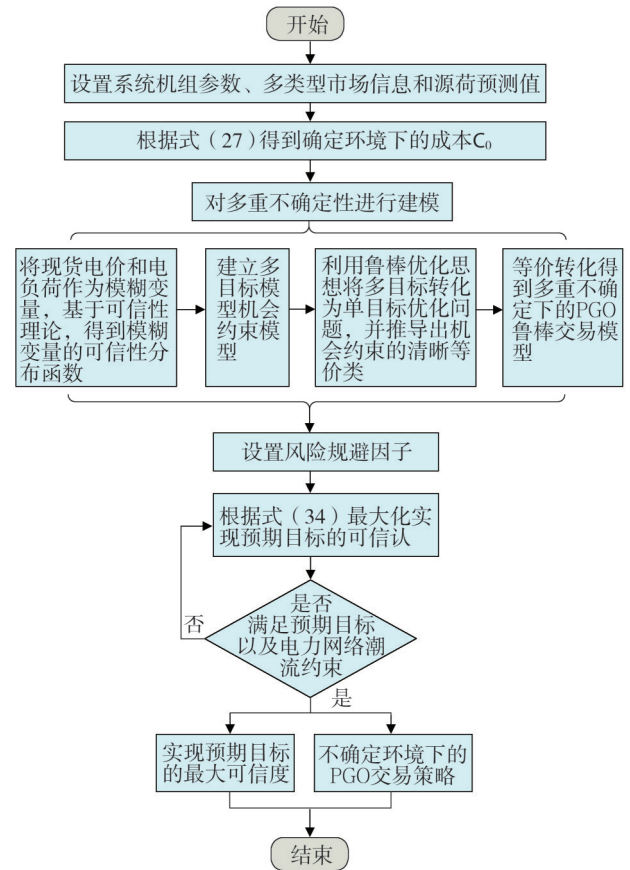


图1 模型求解流程

Fig.1 Flow chart of model solving

3 案例分析

本文在IEEE 33节点PDN上进行仿真测试,调度周期为24 h,间隔设置为1 h。具体结构如图2所示。表1为GT的相关参数,ESD运行费用设置为0.28美元/MWh,看涨期权敲定价格设置为52.1美元/MWh,行权价格设置为3.2美元/MWh。假设双边合同交易市场有10份合同分别供PGO在非高峰期与高峰期选择,具体参数如表2所示。其他详细的系统数据见文献[27]。预测值由图3所示。比例系数 $M_1=0.8, M_2=0.9, M_3=1.0$ 。用电非高峰时段为00:00—07:00,高峰时段为08:00—24:00。

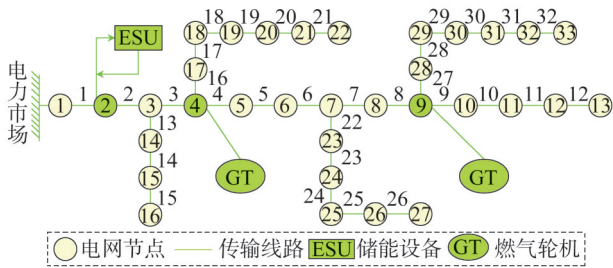


图2 配电网结构

Fig.2 Distribution network structure diagram

表1 GT参数

Table 1 GT parameters

机组	$P_{i,k}^{GT}$ /MW	$Q_{i,k}^{GT}$ /Mvar	$a_c /$ (美元/MW ²)	$b_c /$ (美元/MW)	$c_c /$ 美元
GT1	[0, 1.5]	[0, 0.5]	0.12	20.0	0
GT2	[0, 2.0]	[0, 1.0]	0.09	15.0	0

表2 双边合同参数

Table 2 Bilateral contract parameters

合同编号	时段	交易量最 小值/MW	交易量最 大值/MW	合同价格/ (美元/MWh)
1	非高峰期	0.06	0.15	38.7
2		0.08	0.2	37.8
3		0.1	0.25	34.2
4		0.1	0.3	31.9
5		0.12	0.4	29.7
6	高峰期	0.06	0.15	65.2
7		0.08	0.2	60.3
8		0.1	0.25	56.3
9		0.1	0.3	52.2
10		0.12	0.4	49.0

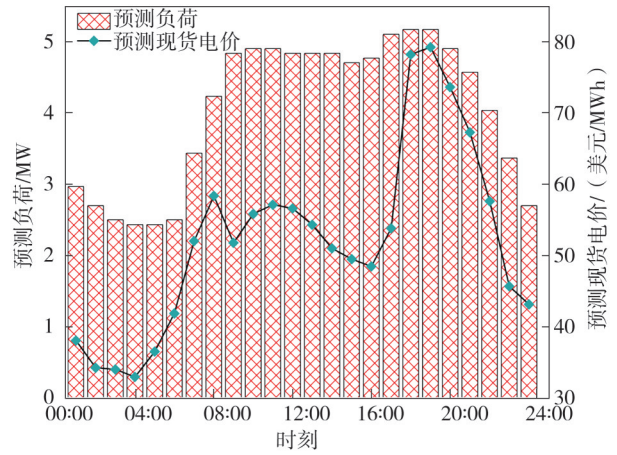


图3 现货市场价格和负荷需求预测值

Fig.3 Spot market price and load demand forecast

3.1 确定环境下PGO多时间尺度类型市场交易分析

通过设置以下四个场景进行对比分析。

场景1:市场交易方式只有现货市场。

场景2:市场交易方式包含现货市场和期权合约。

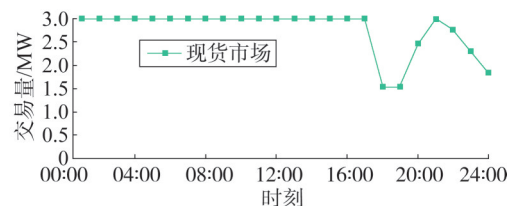
场景3:市场交易方式包含现货市场和双边合同。

场景4:市场交易方式包含现货市场、期权合约

市场以及双边合同市场。

以上场景皆运行在确定环境下PGO交易优化模型下,各场景的市场购能策略如图4所示。

对比图4(a)和图4(b)可知,当交易方式增加期权合约后,在高峰时期,PGO更多地选择期权合约交易,因此现货市场交易量明显下降,在18:00—20:00不进行现货交易。对比图4(a)和图4(c),由于双边合同交易覆盖整个周期,所以在各个时间段,现货交易量都发生了变化,且现货市场交易量与双边合同交易量的增减幅度呈现对立情况,即PGO可以选择各时间段成本相对较低的交易方式进行购电,以此来满足负荷的需求。而图4(d)由于同时考虑了三种交易方式,因此PGO可以制定更加灵活的购能策略。各场景具体成本对比如表3所示。



(a)场景1

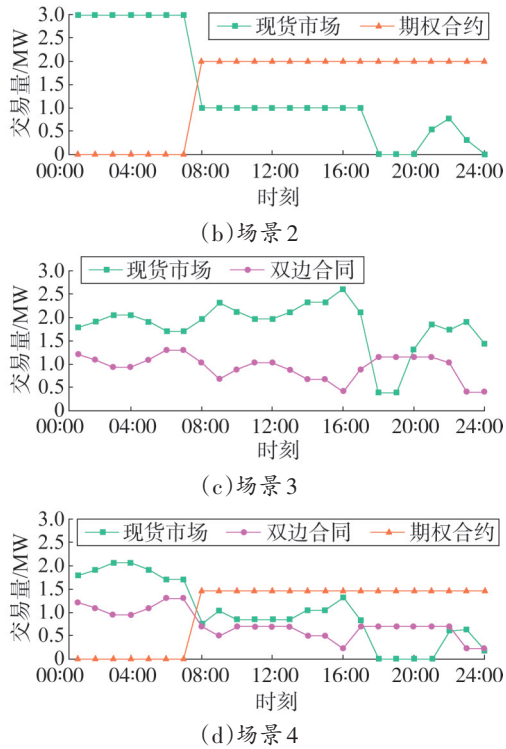


图4 确定环境下各场景市场购能策略对比

Fig.4 Comparison of market purchasing strategies in different market scenarios under a deterministic environment

表3 各场景成本对比

Table 3 Cost comparison of each scenario 单位:美元

场景	电力市场成本	GT成本	ESD成本	总成本
场景1	3 389.7	544.08	4.49	3 938.27
场景2	3 274.8	541.05	4.49	3 820.34
场景3	3 226.4	544.08	4.49	3 774.97
场景4	3 162.8	544.08	4.45	3 711.33

由表3可以看出,不同场景下GT和ESD的成本变化并不明显,这是由于各设备的上下限约束以及成本优化都已达到最优条件。所以各场景总成本的差距主要体现在电力市场购电过程当中。通过对比,场景1的总成本最高,场景4的总成本最低。相比于只有单一现货市场的场景1来说,同时包含三种交易方式的场景4在电力市场购能过程中成本下降了6.7%,总运营成本减少了226.94美元。包含两种交易方式的场景2和场景3都要比场景1成本低,但仍高于场景4。因此证明,考虑多类型交易市场的PGO可以提高系统的经济性。

3.2 不确定环境下PGO多类型市场交易分析

为研究多重不确定性对PGO交易策略的影响,

增设场景5,即在场景4的基础上,系统运行在考虑多重不确定性的PGO鲁棒交易模型下,如式(15)所示, τ 设置为0.1。场景4和场景5各类型市场购能总量如图5所示。场景4和场景5的系统调度策略分别如图6(a)和图6(b)所示。

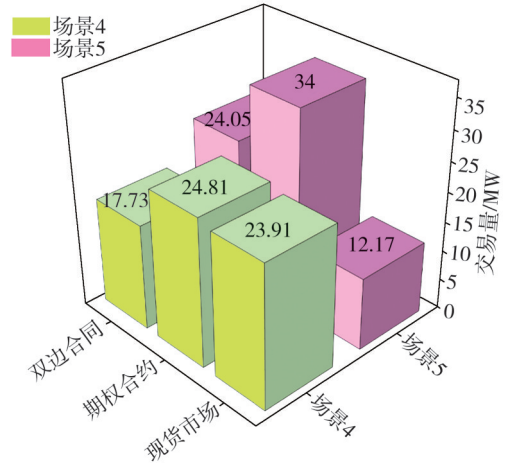


图5 确定与不确定环境下各市场购能总量对比

Fig.5 Comparison of the total amount of energy purchased in each market under certain and uncertain vironment

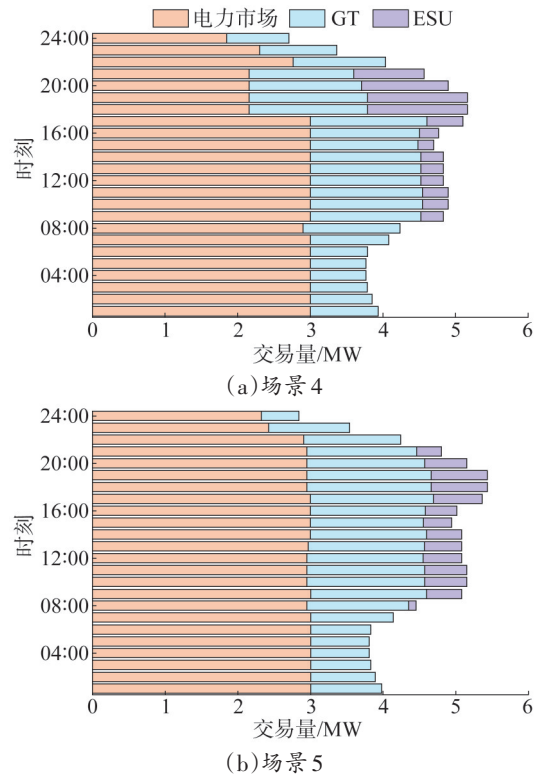


图6 确定与不确定环境下的调度策略对比

Fig.6 Comparison of scheduling policies in deterministic and uncertain environments

由图5可以看出,场景5的现货市场交易量明显下降,取而代之的是双边合同交易量与期权合约交易量的增加。这是因为PGO为应对现货电价不确定性带来的风险,选择减少现货市场的交易量,更多地选择价格稳定的期权与双边交易。结合图5与图6,在17:00—24:00,场景4的电力市场交易量相比于其他时段明显降低,更多的是选择通过释放储存在ESD中的电能以及GT出力来满足负荷的需求。但场景5在17:00—24:00,电力市场交易量依然处于高峰值段,这是因为电负荷需求的不确定性导致所需要满足的负荷量增多。同时,在高峰时段,场景5相比于场景4增加了各时段GT的出力,但ESD的放电减少。这是因为在多重不确定的影响下,PGO为保证预期目标成本,难以有更多的机会获取多余电力储存在ESD中,更多的电能都直接供给负荷需要,且增加GT的出力也是为了对冲现货电价以及电负荷不确定性带来的影响。

3.3 风险规避因子对不确定性的影响

不同风险规避因子下($\tau = 0$ 表示确定环境下),同时考虑现货、双边、期权交易市场的PGO电力市场购能策略如图7所示。

根据图7所示结果,当风险规避因子的增大时,双边合同交易和期权合约交易的购买量也会随之增加,现货市场的购买量减少。PGO通过这种方式减少现货电价不确定带来的风险,提高交易的鲁棒性。

在不同风险规避因子下,各场景系统的具体成本和相关可信度如表4所示。通过表4可以发现:在相同的场景下,随着风险规避因子 τ 的增大,PGO的购电成本和GT出力成本以及系统运行成本均有所增加,但ESD运行成本降低。这是由于 τ 值反映了PGO的风险规避意识,虽然较小的 τ 会使系统的运营成本降低,但同时也表示PGO将会面临较高的系统运营风险。所以当风险规避因子 τ 增大时, α 、 β 也会随之增大,即实现预期目标的可信度增大,PGO采取的调度策略更加保守,这也使得系统的运行成本会增加。而在相同的 τ 下,不同场景之间实现预期目标的可信度也不同。场景1只考虑了现货市场交易,其可信度最低,总成本花费最昂贵,而同时考虑现货、双边、期权合约交易的场景4系统成本最低,实现预期目标的可信度也最高。

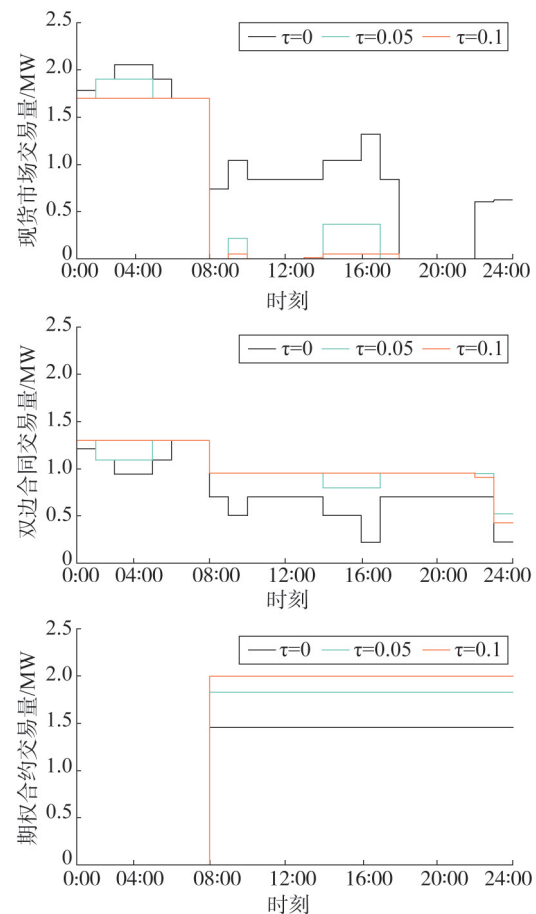


图7 不同风险规避因子下的市场购能策略对比
Fig.7 Comparison of multi-type market purchasing strategies under different risk avoidance factors

本文所建立的PGO鲁棒交易模型同时考虑了现货电价及电负荷需求的不确定性。在多重不确定性的影响下,配电网功率平衡约束及PGO市场购能成本必然会受到影响,但该模型可根据数值结果,选择合适的风险规避因子 τ ,兼顾成本与风险。另一方面,在选择相同的风险偏好时,比起考虑单一或两种交易方式的PGO市场交易类型,同时考虑多种类型交易方式的PGO运营总费用最低,实现预期运行费用的可信度也最大。这是因为当不确定性的风险增加时,多类型交易方式下PGO可以制定有更多选择的交易策略,以此来降低多重不确定性给系统带来的运营风险。

4 结论

为对冲现货电价及电负荷不确定环境下的决策风险,在考虑现货交易、双边合同交易、期权交易的多时间尺度类型交易市场中,基于可信性理论建立了一

表4 PGO在各场景不同风险规避因子下的具体成本
Table 4 The specific cost of PGO under different risk aversion factors in each scenario

单位:美元

参数	场景1			场景2			场景3			场景4		
	$\tau = 0$	$\tau = 0.05$	$\tau = 0.1$	$\tau = 0$	$\tau = 0.05$	$\tau = 0.1$	$\tau = 0$	$\tau = 0.05$	$\tau = 0.1$	$\tau = 0$	$\tau = 0.05$	$\tau = 0.1$
C_{sm}	3 389.7	3 582.9	3 773.4	3 274.8	3 458.3	3 638.9	3 226.4	3 409.3	3 589.4	3 162.8	3 342.2	3 513.8
C_{sp}	544.08	547.8	554.4	541.05	548.6	559.2	544.08	549.9	558.8	544.08	550.3	564.5
C_{op}	4.49	4.44	4.33	4.49	4.38	4.22	4.49	4.42	4.25	4.45	4.28	4.07
C	3 938.27	4 135.2	4 332.1	3 820.34	4 011.3	4 202.3	3 774.97	3 963.7	4 152.5	3 711.33	3 896.9	4 082.4
$\alpha = \beta$		0.53	0.60		0.56	0.65		0.55	0.63		0.61	0.76

个计及多重不确定性的PGO鲁棒交易模型。通过算例,分析了多类型市场交易及多重不确定性对PGO制定日前交易策略的影响,得出以下结论:

1)相较于传统单一的现货实时市场交易方式,考虑多时间尺度类型市场交易可以降低PGO成本,可以为PGO提供更多有选择性的组合交易策略,提高系统的经济性和鲁棒性;

2)在基于可信性理论建立的不确定性模型中,风险规避因子的大小是影响系统成本和风险规避程度的重要因素。随着风险规避因子的增大系统成本就越高,PGO采取的市场交易策略就越保守,但面临的不确定风险就越小,同时实现预期目标的可信度也会越高;

3)所提模型能够避免传统鲁棒优化的过度保守性,考虑决策者的风险偏好特征。此方法可以应用在制定能源交易方案以及对不确定性风险评估的工作当中。

未来工作可以考虑更多的市场,比如天然气市场和热力市场等,增加不同的耦合设备如电转气设备、电转热设备等,研究多类型多能源市场在多重不确定性环境下的市场交易调度策略。

参考文献

[1] 范雅倩,松源,房方.热电联产虚拟电厂两阶段分布鲁棒优化调度[J].系统仿真学报,2023,35(5):1046-1058.
FAN Yaqian, SONG Yuan, FANG Fang. Two-Stage distributed robust optimal dispatching for a combined heat and power virtual power plant[J].Journal of System Simulation.2023, 35(5): 1046-1058.

[2] 包哲,李薇,张潇方,等.基于风、光联合出力仿真的多能联供系统鲁棒机会约束优化研究[J/OL].系统仿真学报:1-18[2023-11-25].https://doi.org/10.16182/j.issn1004731x.joss.23-0848.
BAO Zhe, LI Wwei, ZHANG Xiaofang, et al. Study on robust

chance constrained optimization of multi-energy supply system based on wind and solar power combined output simulation[J/OL]. Journal of System Simulation, 1-18 [2023-11-25]https://doi.org/10.16182/j.issn1004731x.joss.23-0848.

[3] 黄炜栋,李杨,李璟延,等.考虑可再生能源不确定性的风-光-储-蓄多时间尺度联合优化调度[J].电力自动化设备,2023,43(4):91-98.
HUANG Weidong, LI Yang, LI Jingyan. Multi-time scale joint optimal scheduling for wind-photovoltaic-electrochemical energy storage-pumped storage considering renewable energy uncertainty [J].Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(4): 91-98.

[4] 周子青,王进,彭琰,等.国外电力现货市场力管控经验探讨及对我国的启示[J].浙江电力,2022,41(9):29-39.
ZHOU Ziqing, WANG Jin, PENG Yan, et al. Discussion on the regulation experience of overseas power spot market power and its inspiration for China [J].Zhejiang Electric Power, 2022, 41(9): 29-39.

[5] LIU Y X, GUO L, HOU R S, et al. A hybrid stochastic/robust-based multi-period investment planning model for island microgrid [J].International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2021, 130: 106998.

[6] 李华,程子月,李旭东,等.考虑出力与电价不确定性的光伏集群有功功率分配方法[J].中国电力,2023,56(10):211-218.
LI Hua, CHENG Ziyue, LI Xudong, et al. Active power allocation method for photovoltaic cluster considering output and electricity price uncertainty[J].Electric Power, 2023, 56(10): 211-218.

[7] 姜恩宇,陈周,史雷敏,等.计及多重不确定性与综合贡献率的多微网合作运行策略[J].太阳能学报,2023,44(10):80-89.
JIANG Enyu, CHEN Zhou, SHI Leimin, et al. Cooperative operation strategy of multi-microgrids based on multiple uncertainties and comprehensive contribution rate [J]. Acta Energiæ Solaris Sinica, 2023, 44(10): 80-89.

[8] 徐康轩,郭超,包铭磊,等.市场环境下考虑多元不确定性的热电联合虚拟电厂竞标策略[J].电网技术,2022,46(9):3354-3365.
XU Kangxuan, GUO Chao, BAO Minglei, et al. Bidding strategy for combined heat and power virtual power plant in electricity market considering multiple uncertainties [J].Power System Technology,

- 2022,46(9):3354-3365.
- [9] DOLATABADI A, JADIDBONAB M, MOHAMMADI B. Short-term scheduling strategy for wind-based energy hub: a hybrid stochastic/IGDT approach [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, 10(1):438-448.
- [10] 于馨玮,陈继明,仇志华. 分布鲁棒优化在综合能源系统调度与规划中的应用综述[J]. 全球能源互联网, 2023, 6(2):207-215.
YU Xinwei, CHEN Jiming, ZHANG Zhihua. A review of the application of distributionally robust optimization in integrated energy system dispatching and planning [J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2023, 6(2):207-215.
- [11] 张宏,陈燕楠,王洪坤,等. 考虑源荷双重不确定性的多源系统鲁棒模糊动态综合环境经济调度[J/OL]. 高电压技术: 1-23 [2023-11-25]. <https://doi.org/10.13336/j.1003-6520.hve.20221314>.
ZHANG Hong, CHEN Yannan, WANG Hongkun, et al. Robust fuzzy dynamic integrated environmental economic dispatch for multi-source system considering the double uncertainty of source-load[J/OL]. High Voltage Engineering: 1-23 [2023-11-25]. <https://doi.org/10.13336/j.1003-6520.hve.20221314>.
- [12] 毛安家,何金. 一种基于可信性理论的电网安全性综合评估方法[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(18):80-87.
MAO Anjia, HE Jin. An approach of power grid security comprehensive assessment based on credibility theory [J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(18):80-87.
- [13] 邱革非,何超,骆钊,等. 考虑源、荷不确定性的工业园区电-气互联综合能源系统模糊优化调度[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(5):8-14.
QIU Gefei, HE Chao, LUO Zhao, et al. Fuzzy optimal scheduling of integrated electricity and natural gas system in industrial park considering source-load uncertainty [J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(5):8-14.
- [14] 段家豪,陈佳佳,杨自娟,等. 基于可信性理论的电-气综合能源系统最优能流[J]. 电力系统及其自动化学报, 2023, 35(11):22-32.
DUAN Jiahao, CHEN Jijia, YANG Zijuan, et al. Optimal power-gas flow of integrated electricity-natural gas system based on credibility theory [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2023, 35(11):22-32.
- [15] 张显,史连军. 中国电力市场未来研究方向及关键技术[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(16):1-11.
ZHANG Xian, SHI Lianjun. Future research areas and key technologies of electricity market in china [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(16):1-11.
- [16] 王睨,张少华,李渝曾. 计及输电约束的电力远期与现货市场联合均衡分析[J]. 中国电机工程学报, 2006(22):54-59.
WANG Xian, ZHANG Shaohua, LI Yuzeng. Joint equilibrium analysis for electricity forward and spot markets with transmission constraints [J]. Proceedings of the CSEE, 2006(22):54-59.
- [17] 江健健,夏清,祁达才,等. 基于期货的新型电力交易模式[J]. 中国电机工程学报, 2003(4):35-41.
JIANG Jianjian, XIA Qing, QI Dacai, et al. New mechanism of electricity trade based on futures [J]. Proceedings of the CSEE, 2003(4):35-41.
- [18] 廉小虎. 电力市场期货交易中的模式、电价及风险研究[D]. 武汉:华中科技大学, 2006.
- [19] KIM J, DVORKIN Y. A P2P-dominant distribution system architecture [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 35(4):2716-2725.
- [20] 叶剑华,曹旌,杨理,等. 基于变分模态分解和多模型融合的用户级综合能源系统超短期负荷预测[J]. 电网技术, 2022, 46(7):2610-2622.
YE Jianhua, CAO Jing, YANG Li, et al. Ultra short-term load forecasting of user level integrated energy system based on variational mode decomposition and multi-model fusion [J]. Power System Technology, 2022, 46(7):2610-2622.
- [21] ZHOU J, LI X, PEDRYCZ W. Mean-semi-entropy models of fuzzy portfolio selection [J]. IEEE Transactions on Fuzzy Systems 2016, 24:1627-1636.
- [22] GAO J, CHEN J, QI B, et al. A cost-effective two-stage optimization model for microgrid planning and scheduling with compressed air energy storage and preventive maintenance [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems 2021, 125:106547.
- [23] 刘宝碇. 不确定规划及应用[M]. 北京:清华大学出版社, 2003.
- [24] 艾欣,刘晓. 基于可信性理论的含风电场电力系统动态经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(增刊1):12-18.
AI Xin, LIU Xiao. Dynamic economic dispatch for wind farms integrated power system based on credibility theory [J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(S1):12-18.
- [25] NGUYEN H T, NGUYEN D T, LE L B. Energy management for households with solar assisted thermal load considering renewable energy and price uncertainty [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, 6(1):301-314.
- [26] 谢澜涛,谢磊,苏宏业. 不确定系统的鲁棒与随机模型预测控制算法比较研究[J]. 自动化学报, 2017, 43(6):969-992.
XIE Lantao, XIE Lei, SU Hongye. A comparative study on algorithms of robust and stochastic MPC for uncertain systems [J]. Acta Automatica Sinica, 2017, 43(6):969-992.
- [27] LI R, WEI W, MEI S, et al. Participation of an energy hub in electricity and heat distribution markets: an MPEC approach [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 10(4):3641-3653.

收稿日期:2023-12-02

修回日期:2024-01-17

作者简介:

马文祚(1990),通信作者(mawenzuo2019@163.com),男,硕士,工程师,主要研究方向为电力系统发展研究、电力市场;

夏周武(1990),男,硕士在读,主要研究方向为电力市场。

(责任编辑 车永强)