

计及光伏不确定性的居民储荷优化调度策略

段军红¹, 梁琛², 李亚昕², 王维洲¹, 甄文喜¹, 许苗苗³

(1. 国网甘肃省电力公司, 兰州 730050; 2. 国网甘肃省电力公司 电力科学研究院, 兰州 730070; 3. 中国农业大学 信息与电气工程学院, 北京 100083)

摘要:针对光伏功率预测误差对调度结果影响严重的问题,提出了计及光伏不确定性的居民储荷优化调度策略。采用仿射算法量化光伏出力不确定性,建立以居民日用电成本最小和舒适度最大为目标的储荷优化调度模型求解得到居民微储能充放电计划和日前用电计划。经仿真验证,所提算法能够充分考虑光伏出力的不确定性,有效提升调度模型的准确性,在保证用户满意度的同时缓解高峰用电压力。

关键词:仿射算法;光伏预测误差;微储能;储荷优化调度;用户满意度

Optimal storage-load dispatch strategy for residents considering photovoltaic uncertainty

DUAN Junhong¹, LIANG Chen², LI Yaxin², WANG Weizhou¹, ZHEN Wenxi¹, XU Miaomiao³

(1. State Grid Gansu Electric Power Co., Ltd., Lanzhou 730050, China; 2. Science Research Institute, State Grid Gansu Electric Power Co., Ltd., Lanzhou 730070, China; 3. College of Information and Electrical Engineering, China Agricultural University, Beijing 100083, China)

Abstract: In order to solve the problem that the PV power prediction error has a serious impact on the dispatch results, an optimal storage-load dispatch strategy for residents considering photovoltaic uncertainty is proposed. The affine algorithm was used to quantify the uncertainty of photovoltaic output, and a storage-load optimization scheduling model was established with the goal of minimizing the daily electricity cost and maximizing the comfort of residents, and the Gurobi solver was used to calculate the micro-energy storage charging and discharging plan and the day-ahead electricity consumption plan of residents. Through simulation verification, the proposed algorithm can fully consider the uncertainty of photovoltaic output, effectively improve the accuracy of the scheduling model, and alleviate the pressure of peak power consumption while ensuring user satisfaction.

Key words: affine algorithm; photovoltaic prediction error; micro energy storage; storage-load optimization scheduling; user satisfaction

0 引言

在能源紧缺的背景下,屋顶分布式光伏系统的安装和应用逐渐普及,为居民提供了可观的经济效益^[1]。但是居民装设光伏,余量上网,影响电网安全稳定运行,增设微储能装置可以缓解其给电网带来的压力。在居民用电领域,通过居民户内用电各组成部分的协调运行,可降低用户用电成本,缓解电网高峰压力,是提高可再生能源接入和消纳能力的有效手段^[2]。

当前很多研究者对居民储荷优化调度进行深入研究,大多以用户用电成本最小或用户满意度最高为目标建立优化调度模型,实现用户侧的高效用电^[3-6]。然而,光伏功率的预测误差对调度结果影

响严重,继而降低居民用电经济性。现有研究中对光伏出力预测误差的处理方式主要有随机优化、鲁棒优化和区间优化。文献[7]采用了随机优化,根据随机变量的概率分布生成大量场景,并通过聚类优化得到典型预测场景,但在实际应用中需要大量的历史数据和统计分析。文献[8]依据主要影响因素的分布特征对风光、负荷等建立了概率模型来表征其不确定性,简化传统随机优化方法,但可靠性有所降低。文献[9]采用了基于多离散场景的分布鲁棒优化,寻找最恶劣情况下的最优选择,处理结果太过保守。文献[10]采用了区间优化,仅考虑不确定性因素的上下界,缺乏对概率信息的考虑,可能无法准确反映实际情况。随机优化在工程实际中难以应用,鲁棒优化结果最为保守。区间优化相较于前两者建模简单,灵活度高,且保守度进一步降低,但是其区间建立过程中仅考虑边界信息,当

变量之间有关联时,会引起区间扩张。相比于以上方法,文献[11]在综合能源系统中采用了仿射优化描述不确定性,通过算例验证了仿射算法在处理计及不确定性的问题上的优越性。仿射优化保留了区间优化的优势,并克服了区间优化的弊端,引入噪声元确切描述各个不确定性影响因素,引入噪声元系数描述其影响程度,进一步降低了保守性。

综上所述,现有居民储荷调度研究缺少对光伏不确定性的建模优化,本文提出了计及光伏不确定性的居民储荷优化调度策略,采用仿射算法量化光伏出力不确定性,引入微储能平衡光伏出力波动,以居民日用电成本最小和舒适度最大为目标建立优化调度模型。通过仿真验证了所提调度模型的有效性和优越性。

1 居民光储系统模型

1.1 仿射基础理论

为了在优化能源管理系统时考虑光伏出力的不确定性,可以使用仿射算法来描述和处理这种不确定性。仿射算法通过将不确定性因素表示为中心值和噪声项的线性组合^[11],将不确定性问题转化为确定性问题。如式(1),不确定量转变成仿射变量,最后仿射变量还原成区间变量。

$$\begin{cases} \hat{x} = x_0 + \sum_{i=1}^n x_i \varepsilon_i \\ [x] = [\underline{x}, \bar{x}] \\ \underline{x} = x_0 - \sum_{i=1}^n |x_i| \\ \bar{x} = x_0 + \sum_{i=1}^n |x_i| \end{cases} \quad (1)$$

式中: $\hat{x}$ 为仿射变量; x_0 为仿射变换中的常数项,表示在没有不确定性影响时的基准值; ε_i 、 x_i 分别为第 i 个噪声元及其系数, $\varepsilon_i \in [-1, 1]$; $\underline{x}$ 、 $\bar{x}$ 分别为还原后的区间变量 $[x]$ 的上下限。

1.2 光伏出力仿射模型

在表征光伏出力不确定性的仿射模型中,中心值通常是准确值,这里采用光伏出力的预测值,而噪声元的系数则表示光伏出力的最大预测误差或不确定性极限 $\hat{P}_{pv}(t)$ ^[11]。

$$\hat{P}_{pv}(t) = \bar{P}(t) + P_i(t) \varepsilon_i \quad (2)$$

式中: $\bar{P}(t)$ 为中心值; $P_i(t)$ 为噪声元系数,表示不确定性因素影响导致的最大误差; ε_i 为噪声元, $\varepsilon_i \in [-1, 1]$, 表示影响幅度。

1.3 微储能系统模型

微储能系统根据负荷功率需求和持续放电时长确定配置蓄电池容量及个数。

$$S_{OC,k}(t) = \begin{cases} S_{OC,k_0} & t=0 \\ S_{OC,k}(t-1) + \Delta t \times \left(\frac{P_k^{\text{ch}} \eta_k^{\text{ch}}}{C_k} - \frac{P_k^{\text{dis}}}{C_k \times \eta_k^{\text{dis}}} \right) & 0 < t < T \end{cases} \quad (3)$$

式中: $S_{OC,k}(t)$ 为 t 时刻第 k 块电池荷电状态; S_{OC,k_0} 为初始时刻第 k 块电池荷电状态; C_k 为第 k 块电池的额定容量; P_k^{ch} 、 P_k^{dis} 为第 k 块电池充放电功率; η_k^{ch} 、 η_k^{dis} 为第 k 块电池充放电效率,一天时间分为 T 个时间段 Δt 。

1.4 负荷模型

本文将负荷分成3类:可时移负荷、可调负荷、固定负荷^[12]。

可时移负荷是指可以在一定时间范围内灵活调整其运行时间的负荷。

$$\begin{cases} P_{\text{move}}(t) = P_{\text{on}}(t) + P_{\text{in}}(t) - P_{\text{off}}(t) \\ P_{\text{on}}(t) = \sum_{i=1}^M P_{\text{on},i} \\ P_{\text{off}}(t) = \sum_{i=1}^Q P_{\text{off},i} \\ P_{\text{in}}(t) = \sum_{i=1}^N P_{\text{in},i} \\ \sum_{t=1}^T P_{\text{move}}(t) = \sum_{t=1}^T P_{\text{move}(0)}(t) \\ T_{i,\min} \leq T_{\text{move},i} \leq T_{i,\max} \end{cases} \quad (4)$$

式中: $P_{\text{move}}(t)$ 、 $P_{\text{on}}(t)$ 、 $P_{\text{in}}(t)$ 、 $P_{\text{off}}(t)$ 分别为 t 时段总可时移负荷以及持续、移入、移出的负荷功率总量; $P_{\text{on},i}$ 、 $P_{\text{in},i}$ 、 $P_{\text{off},i}$ 分别为第 i 个持续、移入、移出的负荷功率, M 、 N 、 Q 分别为其个数; $P_{\text{move}(0)}(t)$ 为调度前是 t 时段总可时移负荷功率; $T_{i,\min}$ 、 $T_{i,\max}$ 分别为第 i 个可时移负荷运行时间及运行时间上下限。

可调负荷是指可以在一定范围内调整其功率大小的负荷。

$$\begin{cases} P_f(t) = \sum_{i=1}^R X_i (P_{f,i}(t) - \Delta P_{f,i}(t)) \\ \Delta P_{f,i,\min}(t) \leq \Delta P_{f,i}(t) \leq \Delta P_{f,i,\max}(t) \end{cases} \quad (5)$$

式中: $P_f(t)$ 为 t 时段调度后的总可调负荷功率; X_i 为第 i 个可调负荷的运行状态,取值0、1,0表示关闭,1表示开启; $P_{f,i}(t)$ 、 $\Delta P_{f,i}(t)$ 、 $\Delta P_{f,i,\min}(t)$ 、 $\Delta P_{f,i,\max}(t)$ 分别为 t 时段第 i 个可调负荷的正常运行功率、可调节功率大小、最小可调节功率和最大可调节功率; R 为 t 时段可调负荷个数。

固定负荷功率和运行时间都固定不变。

$$P_s(t) = \sum_{i=1}^M P_{s,i}(t) \quad (6)$$

式中: $P_s(t)$ 为 t 时段总固定负荷功率; M 、 $P_{s,i}(t)$ 为 t 时段固定负荷个数及对应功率。

2 居民储荷优化调度模型

2.1 目标函数

在能量优化调度时,以用户满意度最大,即目标函数 O_{bj} 为日成本指数和舒适损失度综合最小

$$\min O_{bj} = \min(\alpha C_{\text{cost}} + \beta C_{\text{comfortloss}}) \quad (7)$$

式中: C_{cost} 为用户日成本指数; $C_{\text{comfortloss}}$ 为用户用电舒适损失度; α 、 β 分别为各自所占权重。

2.1.1 日用电成本指数

日用电成本指数是调度后日成本与调度前日成本之比。

$$C_{\text{cost}} = \frac{F_{\min}}{F} \quad (8)$$

$$\begin{cases} F = F_{\text{PV}(0)} - F_{\text{PV-S}(0)} + F_{\text{buy-sell}(0)} \\ F_{\min} = F_{\text{ESS}} + F_{\text{PV}} - F_{\text{PV-S}} + F_{\text{buy-sell}} \\ F_{\text{ESS}} = \sum_{t=1}^T \frac{1}{2} \sigma (P_t^{\text{ESS}})^2 \Delta t \\ F_{\text{PV}(0)} = F_{\text{PV}} = \frac{C_{\text{PV}}}{365l} \\ F_{\text{PV-S}(0)} = F_{\text{PV-S}} = \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{PV}} P_t^{\text{PV}} \Delta t \\ F_{\text{buy-sell}} = \sum_{t=1}^T (C_t^{\text{buy}} P_t^{\text{buy}} - C_t^{\text{sell}} P_t^{\text{sell}}) \Delta t \\ F_{\text{buy-sell}(0)} = \sum_{t=1}^T (C_t^{\text{buy}} P_{t(0)}^{\text{buy}} - C_t^{\text{sell}} P_{t(0)}^{\text{sell}}) \Delta t \end{cases} \quad (9)$$

式中: F 为用户优化调度前日用电成本; $F_{\min}$ 为优化调度后最小用电成本; $F_{\text{PV}(0)}$ 、 $F_{\text{PV-S}(0)}$ 、 $F_{\text{buy-sell}(0)}$ 依次为调度前用户光伏每日投资成本、光伏补贴、购/售电成本; F_{ESS} 、 F_{PV} 、 $F_{\text{PV-S}}$ 、 $F_{\text{buy-sell}}$ 分别为调度后微储能成本、光伏每日投资成本、光伏补贴、购/售电成本; σ 为微储能运行成本系数; P_t^{ESS} 为微储能充放电功率; C_{PV} 为光伏总安装成本; l 为光伏寿命; λ_{PV} 为光伏发电的单位容量补贴价格; P_t^{PV} 为 t 时段光伏发电功率; C_t^{buy} 、 C_t^{sell} 分别为 t 时段购电价格和多余电量上网价格; $P_{t(0)}^{\text{buy}}$ 、 $P_{t(0)}^{\text{sell}}$ 分别为调度前 t 时段用户购售电功率; P_t^{buy} 、 P_t^{sell} 分别为调度后 t 时段用户购售电功率。

2.1.2 用户舒适度

用户的舒适度与整个调度周期内每个时段负荷功率调度变化有关。采用用户舒适损失度 $C_{\text{comfortloss}}$ 参与调度

$$C_{\text{comfortloss}} = \frac{\sum_{t=1}^T |\Delta P_t(t)|}{\sum_{t=1}^T P(t)} \quad (10)$$

式中: $\Delta P_t(t)$ 为调度后 t 时段负荷功率变化值; $P(t)$ 为调度前 t 时段负荷功率。

2.2 约束条件

2.2.1 功率平衡约束

任一时刻,居民光储系统与电网侧互动必须满足功率平衡。

$$P_t^{\text{load}} = P_t^{\text{PV}} + P_t^{\text{ESS}} + P_t^{\text{buy}} - P_t^{\text{sell}} \quad (11)$$

式中: P_t^{load} 为 t 时刻用户总负荷功率; P_t^{PV} 为 t 时刻光伏发电功率; P_t^{ESS} 为 t 时刻微储能充放电功率,放电为正,充电为负; P_t^{buy} 、 P_t^{sell} 分别为 t 时刻用户购电功率和售电功率。

2.2.2 微储能约束

为保护电池和延长电池寿命设置如下约束

$$\begin{cases} P_{\text{ESS},\min} \leq P_{\text{ESS}} \leq P_{\text{ESS},\max} \\ S_{\text{OC},\min} \leq S_{\text{OC}} \leq S_{\text{OC},\max} \\ N_{\text{ch},t} + N_{\text{dis},t} + N_{\text{s},t} \leq 1 \\ S_{\text{OC},0} = S_{\text{OC},T} \end{cases} \quad (12)$$

式中: $P_{\text{ESS},\min}$ 、 $P_{\text{ESS},\max}$ 分别为电池充放电功率上、下限; $S_{\text{OC},\min}$ 、 $S_{\text{OC},\max}$ 分别为电池荷电状态上、下限; $N_{\text{ch},t}$ 、 $N_{\text{dis},t}$ 、 $N_{\text{s},t}$ 分别为电池充电、放电和静置状态,取值 0、1; $S_{\text{OC},0}$ 、 $S_{\text{OC},T}$ 分别是微储能的初始荷电状态、最终时段的荷电状态。

2.2.3 购售电约束

每一时段,购电和售电不能同时进行。

$$H_t^{\text{buy}} + H_t^{\text{sell}} \leq 1 \quad (13)$$

式中: H_t^{buy} 、 H_t^{sell} 分别为购电、售电标志。

3 仿真算例

3.1 算例信息

取某用户夏季场景,配置光伏总容量 6 kW,微储能系统由 4 块锂电池构成,锂电池容量 5 kWh,最大充放电功率 3 kW,充放电效率 95%,荷电状态 20%~95%,初始荷电状态 40%。光伏补贴参考文献[7]取 0.42 元/kWh。售电电价为 0.3 元/kWh,购电电价为谷时段(00:00—09:00)0.25 元/kWh、平时段(09:00—16:00)0.53 元/kWh、峰时段(16:00—24:00)0.83 元/kWh。该用户负荷情况和光伏发电曲线如图 1。

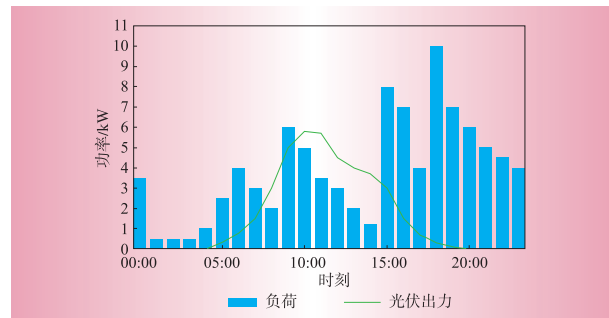


图1 负荷和光伏出力

Fig. 1 Load and photovoltaic outputs

结合图1综合分析,由于没有配置储能,08:00—09:00及10:00—14:00期间光伏发出的电量在满足负荷需求的情况下只能流向电网,其余时间不满足负荷需求,从电网购电。

3.2 仿射优化光伏出力

对于光伏出力不确定性的优化,采用传统的区间优化方法和本文所用的仿射优化方法作对比。如图2所示,黑色实线为当天光伏出力实际值,可以得出,仿射算法相较于区间算法,能够更精确地表征不确定性因素,从而减少不确定性范围。

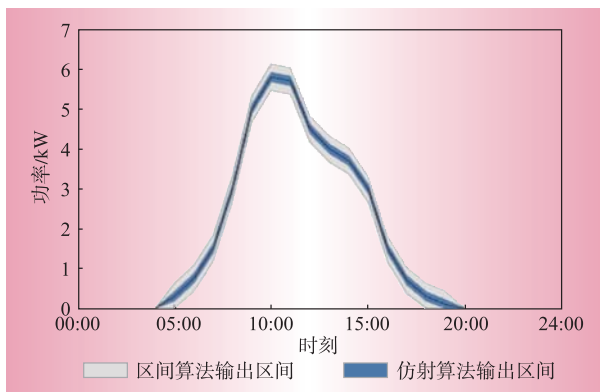


图2 光伏出力及其波动范围

Fig. 2 Photovoltaic output and its fluctuation range

3.3 居民储荷优化调度结果分析

图3为优化调度结果,可以得到用户微储能充放电计划和日前用电计划,其中光伏出力曲线由仿射算法得到,参与日前能量优化调度。调度过程中,通过储能和负荷的综合调度,有效降低了高峰购电量,综合考虑舒适度和经济度,负荷适度参与调度,实现用户满意度最高。

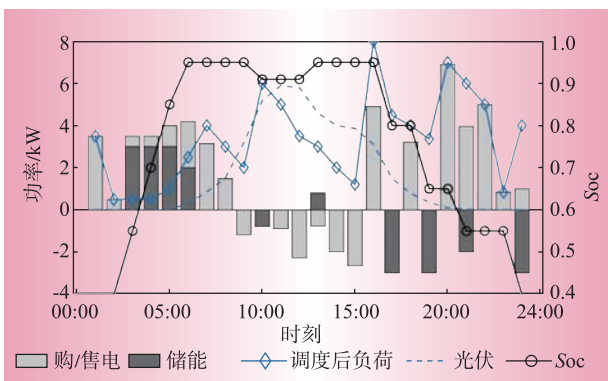


图3 仿射优化调度结果

Fig. 3 Affine optimization scheduling results

为进一步体现模型的优越性,设置4个仿真案例对比。案例1是不设置储能,不进行优化调度,其中光伏出力采用实际值。案例2是光伏实际出力参与调度,这种情况在实际调度中难以实现,但可以

作为参考对照。案例3是基于仿射算法的优化调度。案例4是基于区间算法的优化调度。在实际调度过程中,提前制定好的调度策略会因为光伏出力预测误差会引起用户功率不平衡,需要购电或售电,补偿电费即误差引起的额外日购电费与额外日售电费之差。从日总成本和能量不足量两个角度进行分析,其中日总成本包括预测误差引起的补偿电费。优化结果如表1所示。

表1 优化结果对比

Table 1 Comparison of optimization results

案例	日总成本/元	能量不足量/ kWh	补偿电费/元
案例1	26.8	0	0
案例2	12.2	0	0
案例3	12.5	4.2	2.3
案例4	14.7	9.3	4.9

从表3可知,案例1成本最高,案例2日总成本最低。案例3与案例4比较,成本更低且更接近理想调度。得出结论:装设储能进行优化调度能极大降低用户日用电成本,仿射优化较传统的区间优化提高了预测数据参与调度的可靠性,在考虑用户舒适度的基础上进一步降低用户日用电成本。

3.4 居民储荷优化调度策略分析

本文结合不同侧重点,给出3种优化调度策略,调度结果如表2。当考虑满意度时,此时舒适度和经济度均处于适中水平,在满足用户一定程度的用电便利性前提下成本降低,实现用户满意度最高,较只考虑经济度提高29.4%,较只考虑舒适度提高5.8%。

表2 不同调度策略结果

Table 2 Results of different scheduling strategies

调度策略	日费用/元	舒适度	经济度	满意度
只考虑舒适度	21.7	1.00	0.19	0.676
只考虑经济度	3.8	0.14	0.89	0.440
考虑满意度	12.5	0.87	0.53	0.734

4 结束语

本文计及光伏不确定性,提出了居民储荷优化调度策略,建立了储荷优化调度模型,主要结论如下:

(1) 所提模型综合考虑用户经济度和舒适度,能在保证一定水平舒适度的前提下降低成本,提高用户整体用电满意度。

(2) 引入仿射算法将光伏预测误差纳入调度模型,提高了调度模型的准确度和可靠性。

(3) 所提优化调度方法在保证用户满意度的同时缓解了光伏波动和高峰用电压力, 激励用户参与需求响应, 积极进行节能减排。D

参考文献:

- [1] 陆佳琳, 方舒, 杜松怀, 等. 高比例可再生能源新型农村电网的技术挑战与展望[J]. 电力需求侧管理, 2022, 24(6): 38-43.
LU Jialin, FANG Shu, DU Songhuai, et al. Technical challenges and prospects for high-proportion renewable energy new rural power grids [J]. Power Demand Side Management, 2022, 24(6): 38-43.
- [2] 蔡福霖, 胡泽春, 王敏健, 等. 提升新能源消纳能力的集中式与分布式电池储能协同规划[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(20): 23-32.
CAI Fulin, HU Zechun, CAO Minjian, et al. Collaborative planning of centralized and distributed battery energy storage to enhance the consumption capacity of new energy [J]. Power System Automation, 2022, 46(20): 23-32.
- [3] 姚强, 王方胜. 计及需求响应的居民社区综合能源系统多目标优化调度[J]. 电力需求侧管理, 2023, 25(2): 36-42.
YAO Qiang, WANG Fangsheng. Multi-objective optimal dispatch of integrated energy systems in residential communities taking into account demand response [J]. Power Demand Side Management, 2023, 25(2): 36-42.
- [4] 王珑, 王进, 龚晓琴, 等. 基于用户满意度的家庭能量管理系统协调优化调度[J]. 电力学报, 2019, 34(2): 101-108, 174.
WANG Long, WANG Jin, GONG Xiaoqin, et al. Coordination and optimization scheduling of home energy management system based on user satisfaction [J]. Journal of Electric Power, 2019, 34(2): 101-108, 174.
- [5] 唐巍, 高峰. 考虑用户满意度的户用型微电网日前优化调度[J]. 高电压技术, 2017, 43(1): 140-148.
TANG Wei, GAO Feng. Recently optimized dispatch of household microgrids considering user satisfaction [J]. High Voltage Technology, 2017, 43(1): 140-148.
- [6] 胡陈壮. 含风光-储能的家庭微网能量优化调度[J]. 仪表技术, 2021, (2): 62-65.
HU Chenzhuang. Optimal energy scheduling of home microgrids with wind, solar and energy storage [J]. Instrument Technology, 2021, (2): 62-65.
- [7] 李嘉森, 王进, 杨蒙, 等. 基于随机优化的虚拟电厂热电联合经济优化调度[J]. 太阳能学报, 2023, 44(9): 57-65.
LI Jiasen, WANG Jin, YANG Meng, et al. Virtual power plant thermal electric combined economic optimization scheduling based on stochastic optimization [J]. Journal of Solar Energy, 2023, 44(9): 57-65.
- [8] 王丹, 杨俊涛, 曾燕, 等. 考虑源荷不确定性的配电网风光储综合规划[J]. 电力需求侧管理, 2023, 25(5): 65-72.
WANG Dan, YANG Juntao, ZENG Yan, et al. Comprehensive planning of wind solar energy storage in distribution networks considering source load uncertainty [J]. Power Demand Side Management, 2023, 25(5): 65-72.
- [9] 王雯沁, 高红均, 王仁浚, 等. 考虑分布式电源支撑与农业设施协调的配电网分布鲁棒优化[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(21): 89-98.
WANG Wenqin, GAO Hongjun, WANG Renjun, et al. Robust optimization of distribution network distribution considering distributed power source support and agricultural facility coordination [J]. Power System Automation, 2023, 47(21): 89-98.
- [10] 罗平, 周濠炳, 徐林, 等. 基于区间优化的冷热电联供型多微网日前优化调度[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(9): 137-146.
LUO Ping, ZHOU Haobing, XU Lin, et al. Daily optimization scheduling of multi microgrids with combined cooling, heating and power based on interval optimization [J]. Power System Automation, 2022, 46(9): 137-146.
- [11] 刘可凡. 考虑不确定性的电热耦合综合能源系统区间仿射能流算法[D]. 天津: 天津大学, 2019.
LIU Kefan. Interval affine energy flow algorithm for electro-thermal coupled comprehensive energy system considering uncertainties [D]. Tianjin: Tianjin University, 2019.
- [12] 程杉, 魏昭彬, 黄天力, 等. 基于多能互补的热电联供型微网优化运行[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(11): 160-168.
CHENG Shan, WEI Zhaobin, HUANG Tianli, et al. Optimization operation of cogeneration microgrid based on multi energy complementarity [J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(11): 160-168.

作者简介:

段军红(1973), 女, 甘肃酒泉人, 硕士, 正高级工程师, 研究方向为电力信息化管理。

(责任编辑 孙 晶 赵铭辰)