

文章编号: 1006-2467(2023)07-0814-10

DOI: 10.16183/j.cnki.jsjtu.2022.029

考虑电动汽车及负荷聚合商参与的综合能源系统优化调度

王 精, 邢海军, 王华昕, 彭思佳

(上海电力大学 电气工程学院, 上海 200090)

摘 要: 充分发挥用户侧调节作用可以降低综合能源系统(IES)能源购买成本, 需求响应(DR)和电动汽车(EV)作为用户侧的可调度资源, 是 IES 优化调度的重要调节手段, 但实际运行过程中, 受负荷聚合商(LA)经济激励和 EV 出行的影响, 用户侧 DR 的不确定性给 IES 带来的经济影响不容忽视. 基于此, 提出考虑 EV 鲁棒随机优化及 LA 参与的 IES 优化运行模型, 该模型考虑 IES 从上级网络的购能成本和 LA 的经济损失成本等. 首先构建基于经济激励的响应率模型和 EV 不确定性模型; 然后建立 EV 鲁棒优化模型, 并分析 EV 出行不确定性的负荷需求. 最后利用仿真算例分析用户 DR 不确定性和 EV 不确定性对 IES 运行经济性以及对功率平衡的影响. 仿真结果表明: 考虑 DR 和 EV 的不确定性可优化 IES 经济运行、减小 LA 经济损失、降低系统总成本, 验证了所提模型的有效性和经济性.

关键词: 综合能源系统; 负荷聚合商; 需求响应; 电动汽车; 不确定性

中图分类号: TM 732

文献标志码: A

Optimal Scheduling of Integrated Energy System Considering Integration of Electric Vehicles and Load Aggregators

WANG Jing, XING Haijun, WANG Huaxin, PENG Sijia

(College of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China)

Abstract: Fully tapping into the role of user side regulation helps reduce the energy cost of integrated energy system (IES). Demand response (DR) and electric vehicle (EV) as schedulable resources on the user side are important regulation means for optimal scheduling of IES. However, in the actual operation process, due to the influence of load aggregator (LA) economic incentives and EV travel, the economic impact of the uncertainty of user side DR on IES cannot be ignored. Based on this, this paper proposes an IES optimal operation model considering the robust stochastic optimization of EV and the participation of LA which considers the energy purchase cost of IES from the superior network and the economic loss cost of LA. First, the response rate model and EV uncertainty model based on economic incentive are constructed. Then, the robust optimization model of EV is built, and the load demand of EV travel uncertainty is analyzed. Finally, a simulation example is given to analyze the impact of user DR uncertainty and EV uncertainty on IES operation economy and power balance. The simulation results show that

收稿日期: 2022-02-14 修回日期: 2022-03-11 录用日期: 2022-03-21

基金项目: 电力传输与功率变换控制教育部重点实验室开放课题资助(2018AA01), 国家重点研发计划(2017YFB0903400)

作者简介: 王 精(1994-), 硕士生, 从事综合能源系统规划优化研究.

通信作者: 邢海军, 讲师, 电话(Tel.): 021-35303155; E-mail: xinghj@shiep.edu.cn.

considering the uncertainty of DR and EV can optimize the economic operation of IES and reduce the economic loss of LA and the total cost, which verifies the effectiveness and economy of the proposed models.

Key words: integrated energy system (IES); load aggregator (LA); demand response (DR); electric vehicle (EV); uncertainty

近年来,需求响应(Demand Response, DR)技术逐渐普及,作为综合能源系统(Integrated Energy System, IES)的一种有效调控手段,其解决能源缺口、实现负荷削峰填谷、提高资源配置效率、构建智能综合能源网的作用愈加突出^[1-3]。然而,需求侧用户对于需求响应存在差异性态度,给 IES 的可靠运行带来潜在风险。

此外,随着电动汽车(Electric Vehicle, EV)的普及和快速发展,EV 充放电负荷在电网中的比例越来越高,而 EV 并网^[4]及其出行的不确定性不利于电网的安全稳定运行。因此,有必要考虑 DR 和 EV 的双重不确定性,对综合能源系统经济优化进行深入研究。

目前国内外学者对 DR 和 EV 已展开了较多研究^[5-8]。文献[9]中考虑 EV 在参与 DR 中的不确定性,建立新型的 Sigmoid 云模型对 EV 负荷进行预测,证实该预测模型和方法更为精细准确。文献[10]中在主动配电网经济调度模型中考虑 DR 并对 EV 进行有序充电,但是 DR 没有考虑到其他类型负荷。而在文献[11]中,针对 EV 充电行为及温控负荷中外界温度的不确定性,利用鲁棒控制系数进行处理,并提出柔性负荷聚合商的投标策略。本文考虑基于 IES 的用户 DR 和 EV 出行调度和充、放电,以及用户响应差异带来的 DR 不确定性和 EV 并网为能源系统带来的不确定性,探索 IES 经济优化新方法。

与此同时,负荷聚合商(Load Aggregator, LA)作为 DR 资源整合,以及能源公司与用户之间的中间商,是合理调控 DR、调度需求侧资源的重要载体^[12-13]。LA 作为一个独立运营的经济实体,其运营必然以自身经济利益最大或经济损失最小为目标。LA 的盈利来源主要为两部分,一部分为用户经济激励的价格差,另一部分为综合能源运营商的合约补贴。文献[14]中基于 LA 最大利润,提出基于综合需求响应的电-气-热联合交易策略,该策略有利于提升 LA 的市场盈利,但是没有考虑用户对不同经济激励的差异性态度导致的不确定性。文献[15]中

提出一种考虑响应可靠性的 EV 和 LA 时空双层调度模型,但是没有考虑 EV 的不确定性对 LA 经济调度的影响。因此,对不同的经济激励下用户 DR 差异和 EV 并网过程中存在的充放电不确定性问题的研究具有重要意义。

综上所述,构建不确定性条件下考虑 DR 和 EV 的 IES 优化运行模型,以 IES 购能成本和 LA 经济惩罚成本最小为目标函数,以供电平衡、供热平衡、供冷平衡以及供能设备和 EV 出力限制等为约束条件。其次,针对 LA 的不同经济激励、需求侧用户对需求响应的差异性态度和 EV 用户的出行特性,采用蒙特卡洛抽样法进行仿真计算,得到每一个需求侧用户的需求响应量以及 EV 用户的充电行为,对 EV 用户的随机出行特性带来的出力不确定性采用鲁棒优化进行处理。最后,计算 IES 购能成本和 LA 经济惩罚成本,基于所建模型进行仿真并研究 DR 和 EV 的不确定性对功率平衡的影响、鲁棒系数和不同经济激励价格与总成本之间的关系以及最优经济激励的确定。

1 不确定性模型

1.1 基于经济激励的需求响应不确定性模型

假设以 LA 的经济激励作为唯一手段,激励用户参与 DR。在此过程中,用户响应程度的不确定性会造成实际响应量无法满足既定要求,从而对 IES 的可靠性产生一定的影响。基于消费者心理学^[16],经济激励越大,用户对负荷的响应率也越大,并在一定经济激励下达到饱和^[17]。

如图 1 所示,建立用户负荷响应率(λ)与经济激励水平(μ)之间的关系。图中的两组曲线分别为乐观和悲观情绪下用户负荷响应率曲线,其中 b 为饱和和激励。图中:

$$\lambda^{\max}(\mu) = \begin{cases} k^{\max}\mu + \lambda_0^{\max}, & \mu < \mu_{\max} \\ \lambda_{\max}, & \mu \geq \mu_{\max} \end{cases} \quad (1)$$

$$\lambda^{\min}(\mu) = \begin{cases} k^{\min}\mu + \lambda_0^{\min}, & \mu < \mu_{\max} \\ \lambda_{\max}, & \mu \geq \mu_{\max} \end{cases} \quad (2)$$

式中: k^{\max} 和 k^{\min} 分别为乐观和悲观情绪下的响应率曲线斜率; λ_0^{\max} 和 λ_0^{\min} 分别为无激励条件下用户的自身最大和最小响应率; λ_{\max} 为用户自身能达到的最大响应率.

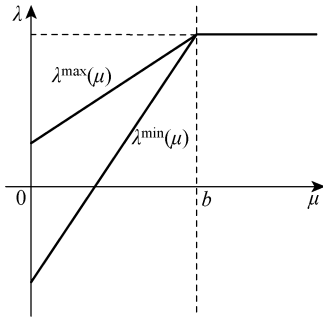


图 1 用户需求响应不确定性机理

Fig. 1 Uncertainty mechanism of user demand response

t 时刻用户实际负荷响应量为

$$P_{\text{DR}}^{\text{real}}(t) = \lambda(\mu) P_{\text{DR}}^{\text{max}}(t) \quad (3)$$

式中: $P_{\text{DR}}^{\text{max}}(t)$ 为 t 时刻最大负荷响应潜力.

经济激励水平 $\mu = \mu_t / \mu_{\epsilon, \max}$, μ_t 为 t 时刻的经济激励价格, $\mu_{\epsilon, \max}$ 为负荷类型 ϵ 时需求响应的最大经济激励价格, 其中 $\epsilon \in \{e, h, c\}$, e, h, c 分别为电负荷、热负荷和冷负荷.

在任一经济激励水平下, 用户负荷响应率存在上下界. 当经济激励为 0 时, 用户响应率只受用户自身的响应意愿影响; 随着经济激励增大, 具备响应潜力的用户会倾向于响应负荷, 响应率的期望增加, 波动范围减少; 当经济激励增大到饱和值时, 用户响应率达到最大值且波动范围可近似忽略. 假设某一经济激励水平下, 用户响应的不确定性可以用上下界区间内的均匀分布^[18]描述, 即

$$\lambda(\mu) \sim U(\lambda^{\min}(\mu), \lambda^{\max}(\mu)) \quad (4)$$

1.2 电动汽车出行不确定性分析

EV 出行时段主要取决于用户出行习惯^[19-20], 将 1 d 中 24 h 分为 EV 接入电网时间和 EV 出行时间, 采用蒙特卡洛模拟法对 EV 出行不确定性进行建模.

EV 日行驶里程(x)近似服从对数正态分布, 其概率密度函数^[10]为

$$f(x) = \frac{1}{x\sigma_s \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(\ln x - \mu_s)^2}{2\sigma_s^2}\right] \quad (5)$$

式中: σ_s 为行驶里程均值; μ_s 为标准差.

第 m 辆 EV 的日充电需求为

$$P_{\text{EV}, m} = \eta_{\text{EV}} x_m \quad (6)$$

式中: η_{EV} 为 EV 每千米耗电量; x_m 为第 m 辆 EV 的日行驶里程.

第 m 辆 EV 的充电时长为

$$t_{\text{EV}, m} = P_{\text{EV}, m} / P \quad (7)$$

式中: P 为充电功率.

将全部 EV 的功率曲线累加得到全部 EV 的日充电负荷并作为一个随机负荷接入 IES.

2 考虑电动汽车不确定性的综合能源系统优化调度模型

建立不确定条件下考虑 DR 和 EV 的 IES 优化运行模型. 假设上级能源网对 LA 的经济激励是激励用户参与 DR 的唯一手段. 基于经济激励水平采用蒙特卡洛模拟法对用户负荷响应程度进行抽样, 计算不同经济激励水平的用户响应负荷; 根据 EV 全天闲置概率对 EV 进行蒙特卡洛模拟, 在 EV 的闲置时段进行电网的统一调度, 采用鲁棒随机优化处理 EV 充放电的不确定性. 系统结果如图 2 所示, 图中: CHP 为热电联产; GB 为燃气锅炉; EC 为电制冷; AR 为吸收式制冷; HST 为储热罐.

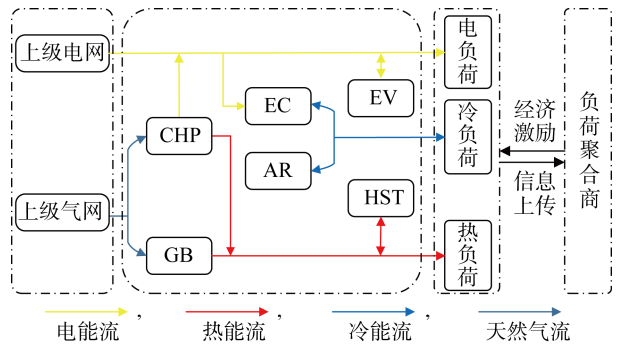


图 2 综合能源系统结构图

Fig. 2 Structure of integrated energy system

2.1 目标函数

在需求响应过程中, 用户对经济激励的不同态度会导致用户的响应程度存在不确定性. LA 实际响应量可能小于 LA 计划响应量, 即响应不足, 进而可能影响能源网的可靠运行, 因此能源网会对 LA 响应不足实施经济惩罚. 另一方面, 当 LA 实际响应量大于 LA 计划响应量时, 则为 LA 过度响应. 从能源网角度并不提倡过度响应, 因为过度响应容易造成用户舒适度下降, 进而影响未来用户参与 DR 的积极性. 所以, 能源网对于 LA 过度响应的部分按照过度激励价格进行支付.

为提高 IES 的经济性、减少负荷峰谷差,建立 IES 经济优化模型。目标函数为社会总成本(F_{total})最小,包括 IES 能源购买成本(F_{buy}),LA 经济损失(F_{en})和 EV 充电成本(F_{EV}),有如下公式表示:

$$\min F_{\text{total}} = F_{\text{buy}} + F_{\text{en}} + F_{\text{EV}} \quad (8)$$

$$F_{\text{buy}} = \sum_{t=1}^T c_e P_{\text{net},t}^e + c_g P_{\text{net},t}^g \quad (9)$$

$$F_{\text{en}} = \sum_{\epsilon \in \{e, h, c\}} \sum_{t=1}^T [P_{\epsilon, \mu, t}^{\text{real}} \mu_{\epsilon} c_{\epsilon, \max} - P_{\epsilon, t}^{\text{plan}} c_{\epsilon, \text{DR}} + \beta (P_{\epsilon, t}^{\text{plan}} - P_{\epsilon, \mu, t}^{\text{real}})] \quad (10)$$

$$F_{\text{EV}} = \sum_{m=1}^M K_{\text{EV}} (P_{\text{EV}, m, t}^{\text{d}} - P_{\text{EV}, m, t}^{\text{c}}) \quad (11)$$

式中: c_e 和 c_g 分别为从上级电网购买电能和从天然气网购买天然气的价格; $P_{\text{net},t}^e$ 和 $P_{\text{net},t}^g$ 分别为从上级电网购买的电量和从天然气网购买的天然气量; $P_{\epsilon, \mu, t}^{\text{real}}$ 和 $P_{\epsilon, t}^{\text{plan}}$ 分别为 t 时刻用户实际响应量(经济激励为 μ 时)和计划响应量; μ_{ϵ} 为负荷类型 ϵ 的经济激励水平; $c_{\epsilon, \text{DR}}$ 和 $c_{\epsilon, \max}$ 分别为负荷类型 ϵ 达到计划需求响应量的价格和最大经济激励价格;当 $P_{\epsilon, t}^{\text{plan}} \geq P_{\epsilon, \mu, t}^{\text{real}}$ 时, β 为经济惩罚价格;当 $P_{\epsilon, t}^{\text{plan}} < P_{\epsilon, \mu, t}^{\text{real}}$ 时, β 为过度激励惩罚价格; K_{EV} 为折算后的 EV 单位充放电成本; $P_{\text{EV}, m, t}^{\text{d}}$ 和 $P_{\text{EV}, m, t}^{\text{c}}$ 分别为第 m 辆 EV 在 t 时刻的放电功率和充电功率。

2.2 约束条件

2.2.1 负荷平衡约束 电负荷、热负荷和冷负荷分别满足以下约束:

$$P_{\text{net},t}^e + P_{\text{CHP},t}^e + \sum_{m=1}^M P_{\text{EV}, m, t}^{\text{d}} - \sum_{m=1}^M P_{\text{EV}, m, t}^{\text{c}} = P_t^e + \sum_{i=1}^N P_{i, \mu, t}^e \quad (12)$$

$$P_{\text{GB},t} + P_{\text{CHP},t}^h + P_{\text{HST},t} = P_t^h + \sum_{i=1}^N P_{i, \mu, t}^h \quad (13)$$

$$P_{\text{EC},t} + P_{\text{AR},t} = P_t^c + \sum_{i=1}^N P_{i, \mu, t}^c \quad (14)$$

$$P_{\epsilon, \mu, t}^{\text{real}} = \sum_{\epsilon \in \{e, h, g\}} \sum_{i=1}^N P_{i, \mu, t}^{\epsilon} \quad (15)$$

式中: $P_{\text{CHP},t}^e$ 为 t 时刻 CHP 电能出力值; P_t^e , P_t^h , P_t^c 分别为 t 时刻电负荷值、热负荷值、冷负荷值; $P_{i, \mu, t}^e$ 为经济激励水平 μ 时第 i 个用户 t 时刻电负荷需求响应量; $P_{\text{GB},t}$, $P_{\text{CHP},t}^h$, $P_{\text{HST},t}$ 分别为 t 时刻 GB、CHP、HST 的出力值; $P_{i, \mu, t}^h$ 为 t 时刻经济激励为 μ 时的热负荷响应量; $P_{\text{EC},t}$ 和 $P_{\text{AR},t}$ 分别为 t 时刻 EC 输出冷负荷量和 AR 输出冷负荷量; $P_{i, \mu, t}^c$ 为 t 时刻经济激励为 μ 时的冷负荷响应量; $P_{i, \mu, t}^e$ 为 t 时刻经济激

励为 μ 时用户 i 实际负荷响应量。

2.2.2 DR 约束 负荷实际响应量应满足合同约定的响应容量上限约束:

$$0 \leq P_{\epsilon, \mu, t}^{\text{real}} \leq P_{\epsilon, t}^{\text{max}} \quad (16)$$

式中: $P_{\epsilon, t}^{\text{max}}$ 为 t 时刻负荷类型 ϵ 的最大负荷响应量。

2.2.3 设备约束 主要涉及的能源设备包括 CHP、GB、EC、AR,设备的模型和约束如下:

$$P_{\text{CHP},t}^e = \eta_{\text{CHP}}^e P_{\text{CHP},t}^g \quad (17)$$

$$P_{\text{CHP}}^{\text{min}} \leq P_{\text{CHP},t}^e \leq P_{\text{CHP}}^{\text{max}} \quad (18)$$

$$P_{\text{CHP},t}^h = \eta_{\text{CHP}}^h P_{\text{CHP},t}^g \quad (19)$$

$$P_{\text{CHP}}^{\text{min}} \leq P_{\text{CHP},t}^h \leq P_{\text{CHP}}^{\text{max}} \quad (20)$$

$$P_{\text{GB}}^{\text{min}} \leq P_{\text{GB},t} \leq P_{\text{GB}}^{\text{max}} \quad (21)$$

$$P_{\text{CHP},t}^e + P_{\text{CHP},t}^h = (\eta_{\text{CHP}}^e + \eta_{\text{CHP}}^h) P_{\text{CHP},t}^g \quad (22)$$

$$P_{\text{GB},t} = \eta_{\text{GB}}^h P_{\text{GB},t}^g \quad (23)$$

$$P_{\text{EC},t}^{\text{min}} \leq P_{\text{EC},t} \leq P_{\text{EC},t}^{\text{max}} \quad (24)$$

$$P_{\text{AR},t}^{\text{min}} \leq P_{\text{AR},t} \leq P_{\text{AR},t}^{\text{max}} \quad (25)$$

式中: $P_{\text{CHP},t}^g$ 为 CHP 在 t 时刻输出的气功率; η_{CHP}^e 和 η_{CHP}^h 分别为 CHP 电和热转换效率; $P_{\text{CHP}}^{\text{min}}$ 和 $P_{\text{CHP}}^{\text{max}}$ 分别为 CHP 输出功率的最小和最大值; $P_{\text{GB}}^{\text{min}}$ 和 $P_{\text{GB}}^{\text{max}}$ 分别为 GB 的最小、最大输出热功率; η_{GB}^h 为 GB 的热效率; $P_{\text{GB},t}^g$ 为输入至 GB 的天然气功率; $P_{\text{EC},t}^{\text{max}}$ 和 $P_{\text{EC},t}^{\text{min}}$ 分别为 EC 输出冷功率的最大值和最小值; $P_{\text{AR},t}^{\text{max}}$ 和 $P_{\text{AR},t}^{\text{min}}$ 分别为 AR 输出冷功率的最大值和最小值。

2.2.4 储能设备约束 主要涉及的储能设备为 HST, HST 的模型约束如下:

$$E_{h, t+1} = E_{h, t} (1 - \sigma_h) + \left(P_{h, \text{ch}, t} \eta_{h, \text{ch}} - \frac{P_{h, \text{dis}, t}}{\eta_{h, \text{dis}}} \right) \Delta t \quad (26)$$

$$P_{h, \text{ch}}^{\text{min}} \leq P_{h, \text{ch}, t} \leq P_{h, \text{ch}}^{\text{max}} \quad (27)$$

$$P_{h, \text{dis}}^{\text{min}} \leq P_{h, \text{dis}, t} \leq P_{h, \text{dis}}^{\text{max}} \quad (28)$$

$$E_h^{\text{min}} \leq E_{h, t} \leq E_h^{\text{max}} \quad (29)$$

$$E_0 = E_{24} \quad (30)$$

式中: $E_{h, t}$ 和 $E_{h, t+1}$ 分别为 t 时刻及 $t+1$ 时刻 HST 设备的储能能量; σ_h 为 HST 设备的自耗率; $P_{h, \text{ch}, t}$ 和 $P_{h, \text{dis}, t}$ 分别为 HST 设备 t 时刻的储热和放热功率; $\eta_{h, \text{ch}}$ 和 $\eta_{h, \text{dis}}$ 分别为储热和放热的效率; $P_{h, \text{ch}}^{\text{max}}$ 和 $P_{h, \text{ch}}^{\text{min}}$ 分别为 HST 储热最大和最小功率; $P_{h, \text{dis}}^{\text{max}}$ 和 $P_{h, \text{dis}}^{\text{min}}$ 分别为 HST 放热最大和最小功率; E_h^{max} 和 E_h^{min} 分别为 HST 储热量上限和下限。式(30)表示保证 HST 在一个调度周期结束时的储热量与初始时刻的储热量相等。

2.2.5 外网交互约束 与外网交互约束主要是购电、购气约束:

$$P_e^{\min} \leq P_{\text{net},t}^e \leq P_e^{\max} \quad (31)$$

$$P_g^{\min} \leq P_{\text{net},t}^g \leq P_g^{\max} \quad (32)$$

式中: P_e^{\max} 、 P_e^{\min} 和 P_g^{\max} 、 P_g^{\min} 分别为外网购电功率上、下限和购气功率上、下限。

2.2.6 EV 约束 EV 不仅是具有随机性的负荷,同时也作为储能装置在系统需要的时刻回馈电能。EV 约束如下:

$$0 \leq P_{\text{EV},m,t}^c \leq P_{\text{EV},\max}^c \quad (33)$$

$$0 \leq P_{\text{EV},m,t}^d \leq P_{\text{EV},\max}^d \quad (34)$$

$$\mu_{\text{EV},m,t}^c + \mu_{\text{EV},m,t}^d \leq 1 \quad (35)$$

$$\mu_{\text{EV},m,t}^c + O_{\text{EV},m,t} \leq 1 \quad (36)$$

$$E_{\text{EV},m,\text{ST}} = E_{\text{EV},m,\text{ED}} \quad (37)$$

$$E_{\text{EV},\min} \leq E_{\text{EV},m,t} \leq E_{\text{EV},\max} \quad (38)$$

$$\sum_{t=1}^T (P_{\text{EV},m,t}^c + P_{\text{EV},m,t}^d) = E_{\text{rq},m} \quad (39)$$

式中: $P_{\text{EV},\max}^c$ 和 $P_{\text{EV},\max}^d$ 分别为 EV 充电、放电功率上限; $\mu_{\text{EV},m,t}^c$ 为第 m 辆 EV 在 t 时刻的充电标志位,充电为 1,不充电为 0; $\mu_{\text{EV},m,t}^d$ 为第 m 辆 EV 在 t 时刻的放电标志位,放电为 1,不放电为 0; $O_{\text{EV},m,t}$ 为第 m 辆 EV 出行标志位,出行则置 1,未出行则置 0; $E_{\text{EV},m,\text{ST}}$ 和 $E_{\text{EV},m,\text{ED}}$ 分别为第 m 辆 EV 在 0 时刻、次日 0 时的剩余电量; $E_{\text{EV},m,t}$ 为 t 时刻第 m 辆 EV 电量; $E_{\text{EV},\max}$ 和 $E_{\text{EV},\min}$ 分别为 EV 电量上、下限; $E_{\text{rq},m}$ 为第 m 辆 EV 日需求充电电量,由 EV 日行驶里程和单位路程耗电量决定。式(34)为充放电状态互斥约束,因为 EV 不能同时充放电,所以要对每辆 EV 的充放电状态进行约束;式(37)为每日初始时刻电量约束;式(39)为每日必要充电电量约束。

2.3 电动汽车鲁棒随机优化模型

在实际情况下,由于 EV 出行以及消耗功率具有随机性,EV 充放电功率不能被准确预测,所以可用基于预测结果的形式进行描述,即:

$$P_{\text{EV},m,t}^d - P_{\text{EV},m,t}^c = P_{\text{EV},m,t} \quad (40)$$

$$\tilde{P}_{\text{EV},m,t} = P_{\text{EV},m,t} + \eta_t \rho_t P_{\text{EV},m,t}, \quad \eta_t \in [-1, 1] \quad (41)$$

式中: $P_{\text{EV},m,t}$ 和 $\tilde{P}_{\text{EV},m,t}$ 分别为 EV 在 t 时刻的出力 and 出力的不确定性形式; η_t 为 $-1 \sim 1$ 之内的随机数; ρ_t 为预测误差系数。由此,可以得出 EV 出力在 $[(1 - \rho_t)P_{\text{EV},m,t}, (1 + \rho_t)P_{\text{EV},m,t}]$ 内波动。

为使 EV 出力不确定的条件下依然存在最优解,需将式(12)约束改写为

$$P_{\text{net},t}^c + P_{\text{CHP},t}^c + \sum_{m=1}^M P_{\text{EV},m,t} \geq P_t + \sum_{i=1}^N P_{i,\mu,t}^c \quad (42)$$

令

$$P_t = P_{\text{net},t}^c + P_{\text{CHP},t}^c - (P_t^c + \sum_{i=1}^N P_{i,\mu,t}^c) \quad (43)$$

则式(42)可改写为

$$-\sum_{m=1}^M \tilde{P}_{\text{EV},m,t} \leq P_t \quad (44)$$

将式(41)代入式(44)中,则有

$$-\sum_{m=1}^M (P_{\text{EV},m,t} + \eta_t \rho_t P_{\text{EV},m,t}) \leq P_t \quad (45)$$

可以看出,EV 出力的不确定性影响越大,对式(45)的不等式约束越严格。为使所求的解在实际出力达到预测边界的情况下依然满足约束要求,需要对式(45)的约束条件进行加强,引入辅助变量 y_t ,令 $y_t \geq |P_{\text{EV},m,t}|$,则:

$$-P_{\text{EV},m,t} - \eta_t \rho_t P_{\text{EV},m,t} \leq -P_{\text{EV},m,t} + \rho_t |P_{\text{EV},m,t}| \leq -P_{\text{EV},m,t} + \rho_t y_t \leq P_t \quad (46)$$

从而将具有不确定性的线性规划转化为确定性规划。为使结果的鲁棒性能够自由调节,引入鲁棒系数 $\Gamma, \Gamma \in [0, 1]$ 。设每一段 $\tilde{P}_{\text{EV},m,t}$ 偏离预测值的量至多为 $\Gamma \rho_t P_{\text{EV},m,t}$,即允许电动汽车出力在误差带的一个子区间内变化,则模型转化为

$$\left. \begin{aligned} & \min F_{\text{total}} \\ & \text{s. t. 式(11)} \sim (39) \\ & -\sum_{m=1}^M P_{\text{EV},m,t} + \Gamma \rho_t y_t \leq P_t \\ & -y_t \leq P_{\text{EV},m,t} \leq y_t \\ & y_t \geq 0 \end{aligned} \right\} \quad (47)$$

式中:当 $\Gamma=0$ 时,式(47)即为确定性形式的数学模型;当 $\Gamma=1$ 时,式(47)模型即为保守形式。由此可见,调节系数 Γ 即可得到具有不同保守程度的最优解,兼顾决策方案的鲁棒性和经济性,从而减少系统成本和 LA 的惩罚成本。

3 求解方法

采用蒙特卡洛法对用户负荷响应率和 EV 出行进行采样,计算负荷响应量,模拟 EV 出行时间,利用鲁棒随机优化计算 EV 充放电功率。求解流程如图 3 所示。

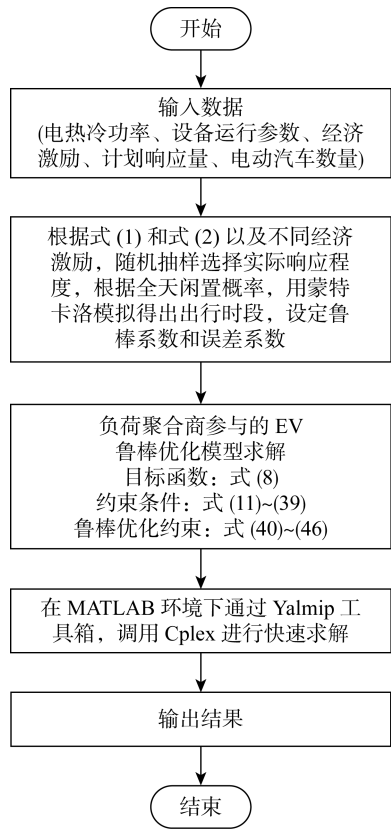


图 3 求解流程图

Fig. 3 Flow chart of simulation

4 算例分析

4.1 系统参数

为验证本文所建模型,选取图 2 所示综合能源系统进行算例仿真分析.系统内 EV 数据参考文献[19-20],最大充电和放电功率为 50 kW,电池充电状态(State of Charge,SOC)上、下限分别为 0.9 和 0.2,充放电效率为 0.92,电池容量为 80 kW·h. EV 出行概率如图 4 所示^[20], w 为电动汽车出行概率.该区域内包含 400 户住户,LA 最大可响应容量为 1.5 MW^[18],DR 价格设置参考文献[20-21],LA 对用户的最大经济激励价格为 0.8 元/(kW·h),能源公司对 LA 计划响应量的部分按高峰时的能源价格进行支付,过度激励部分的响应价格为 0.4 元/(kW·h),实际响应量达不到响应计划时的惩罚价格为 0.6 元/(kW·h).图 5 为系统内各负荷数据^[22-23],其中 P 为负荷功率.如表 1 所示,采用分时电价^[24],天然气价格^[25]为 2.07 元/m³,低热值为 35.169 MJ/m³.系统以 24 h 为一个调度周期,单位调度时间为 1 h.系统各设备参数参考文献[25-26],部分参数如表 2 所示,其中 COP 为热泵的循环性能系数.

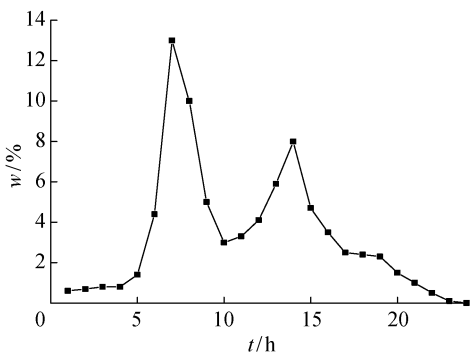


图 4 EV 出行概率^[20]

Fig. 4 Probability distribution of EV travel time^[20]

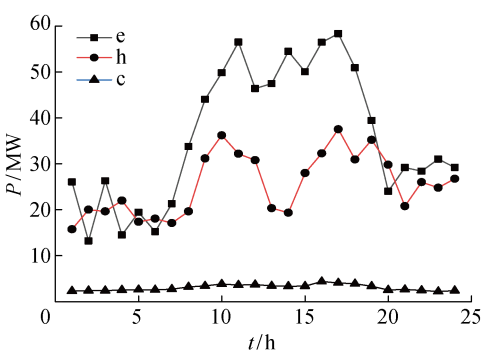


图 5 典型日电热、冷功率^[22-23]

Fig. 5 Typical daily electric heat and cooling power^[22-23]

表 1 分时电价		
Tab. 1 Time-of-use price		
用电负荷	时段	价格/[元·(kW·h) ⁻¹]
峰	8:00—11:00	1.2
	18:00—21:00	1.2
平	6:00—8:00	0.75
	12:00—14:00	0.75
谷	0:00—5:00	0.35
	15:00—17:00	0.35
	22:00—24:00	0.35

表 2 各设备数据	
Tab. 2 Data of each equipment	
装置	参数
CHP	$P_{CHP}^{\max}=2\,000\text{ kW}$, $\eta_e^{CHP}=0.35$, $\eta_h^{CHP}=0.4$
GB	$P_{GB}^{\max}=800\text{ kW}$, $\eta_h^{GB}=0.85$
EC	$P_{EC}^{\max}=400\text{ kW}$, $COP_{EC}=4.0$
AR	$P_{AR}^{\max}=1\,000\text{ kW}$, $COP_{AR}=0.8$
HST	$E_h^{\max}=500\text{ kW}\cdot\text{h}$, $E_h^{\min}=50\text{ kW}\cdot\text{h}$
	$P_{HST}^{\max}=125\text{ kW}$, $\eta_{h,ch}=\eta_{h,dis}=0.96$

4.2 优化结果分析

4.2.1 不同场景成本设置 为验证本文所建模型,算例设置 4 种场景,如表 3 所示.其中:√表示该场景考虑相应的不确定性;×表示该场景未考虑相应的不确定性.

表 3 场景设置
Tab.3 Scenario setting

场景	DR 不确定性	EV 不确定性
1	√	×
2	×	√
3	×	×
4	√	√

表 4 为 4 种场景下系统优化对比.由表 4 可见,当未考虑 DR 和 EV 的不确定性时,DR 按照最大经济激励价格进行优化,同时 EV 按最不保守的方案进行优化调度,所以场景 3 的各项期望成本都较高.随着不确定性调节参数的增大,购能成本、LA 经济损失成本和 EV 充放电成本均有所下降,这是因为随着优化调度越多地考虑系统所面临的不确定性,得到的方案越保守.同时,无论是购能成本还是 LA 经济损失成本,场景 4 均小于其他场景,这是因为场景 4 同时考虑用户 DR 的不确定性和 EV 的不确定性.另外,场景 1、2 的两项成本都明显高于场景 4,这是因为单考虑 DR 不确定性时,EV 仅作为系统中的储能设备,缺少对其灵活性及不确定性的考虑;而单考虑 EV 的不确定性时,DR 按最大经济激励计算,使 LA 经济成本显著增加.

表 4 4 种场景下的系统优化对比

场景	成本			
	购能成本× 10 ⁻⁴ /元	LA 经济损失 成本×10 ⁻⁴ /元	EV 充放电 成本/元	总成本× 10 ⁻⁴ /元
1	117.14	5.41	1 169.58	122.66
2	116.55	5.85	1 115.60	122.52
3	119.04	4.84	1 210.76	124.01
4	116.25	4.13	1 097.32	121.38

4.2.2 电、热、冷功率平衡分析 取经济激励 $\mu=0.6$,针对不同用户的差异态度所对应的响应率,采用蒙特卡洛模拟进行仿真,得到如图 6~8 所示的某典型日系统功率平衡曲线.

从图 6~8 中可以看出,电、热负荷峰谷差较大,冷负荷存在两个需求高峰.若冷负荷的需求难以由 AR 机组满足,冷负荷缺额将由 EC 机组供给;同时,

在冷负荷需求较小时段,如 13:00—14:00 和 20:00—22:00,根据经济激励进行负荷需求响应,减少系统成本并降低系统峰谷差.

在 8:00—9:00 和 13:00—14:00 时段,EV 出行概率较大,此时段 EV 不参与电网调度,EV 电量下降;在 9:00—11:00 和 15:00—17:00 时段偶尔向电网放电;18:00 为返程时刻,EV 电量下降且不参与电网调度.在 8:00—19:00 日间用电高峰期,由 CHP 持续补充电负荷,不足部分通过上级电网购电和 EV 供给.为降低峰谷负荷差,用户根据 LA 经济

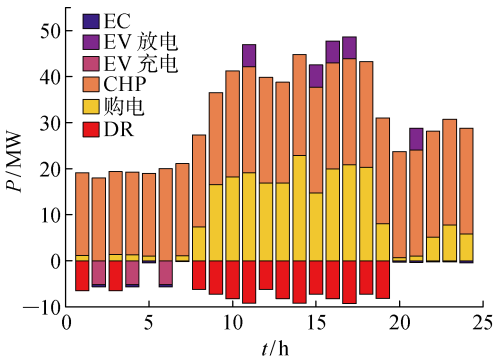


图 6 电功率平衡曲线

Fig.6 Electric load balance power

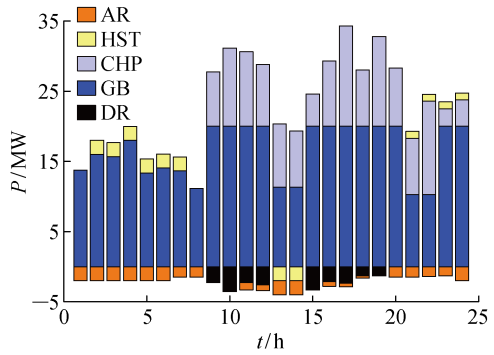


图 7 热功率平衡图

Fig.7 Heat power balance

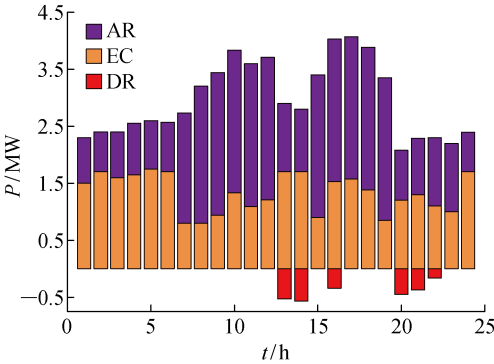


图 8 冷功率平衡图

Fig.8 Cooling power balance

激励进行需求响应。

此外,由图 6~8 可见,当经济激励为 $\mu=0.6$ 时,用户选择在负荷高峰期或电价低谷区进行需求响应,以缓解当前负荷压力。电、热和冷负荷总响应量分别为 10.80、1.94 和 0.24 MW,其中电负荷峰谷差和方差分别下降 45.25%和 68.12%,负荷波动明显改善。

4.2.3 鲁棒系数与预测误差系数对优化结果的影响 EV 鲁棒随机模型下,预测误差系数(ρ)不同与总成本(F)的变化关系图如图 9 所示。由图可见,鲁棒系数较小时, ρ 值越大,系统成本变化较小。当鲁棒系数 $\Gamma=0.4$, ρ 值不同时,系统成本差异较大。 $\rho=0.25$ 和 $\rho=0.3$ 时,系统成本突然降低,这是因为鲁棒系数一定时,误差系数增大导致 EV 出力的变化范围较大。根据 EV 出行特性以及系统的优化调度,EV 较大的出力可缓解系统用电压力,减少系统用能成本。而当 ρ 值过小时,鲁棒系数的变化对优化结果的影响并不明显,有可能达不到最佳的结果。当预测误差系数一定时,随着鲁棒系数的增大,系统成本逐渐减小,所得结果在一个较大的区间且较为保守。

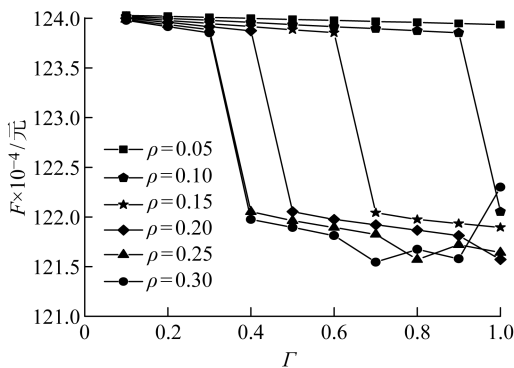


图 9 EV 预测误差系数对系统成本与鲁棒系数关系的影响

Fig. 9 Impact of prediction error coefficient of EV on the relationship between system cost and robustness coefficient

在不同鲁棒控制系数下,EV 的 SOC 变化趋势不同。如图 10 所示,以充电时段为例,2:00 和 4:00 的电动汽车 SOC 随鲁棒系数的增加,呈递减趋势;而在 6:00 则呈递增趋势,原因是在充电阶段,6:00 的电价高于其他阶段。因此,在电价较高时电动汽车 SOC 随鲁棒系数的增加而增加;反之在电价低的时段,电动汽车 SOC 随鲁棒系数的增加而减小。

4.2.4 最优经济激励价格 为确定最优经济激励价格,假设用户对各经济激励处于积极态度,EV 预

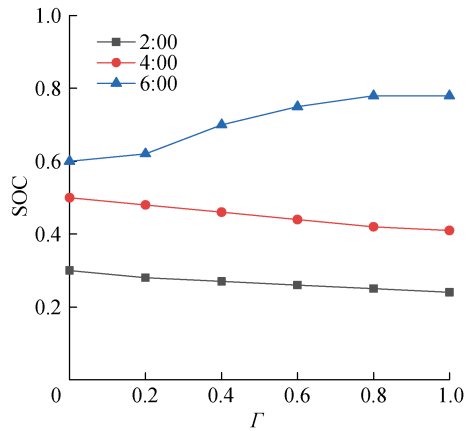


图 10 鲁棒控制系数对电动汽车 SOC 的影响

Fig. 10 Impact of robust control coefficient on SOC of EV

测误差系数和鲁棒系数分别取 0.3 和 0.8,将需求响应的大小与计划响应量的百分比作为需求响应程度。图 11 为不同经济激励对用户响应程度(c)与总成本的影响。

由图 11 可见,在当前设置的经济激励参数下,经济激励水平低于 0.4 时,用户需求响应程度较低,缺乏参与需求响应的意愿,同时系统的总成本较大;随着经济激励水平增加,用户参与程度增加,系统成本逐渐下降;当经济激励水平继续升高,用户响应过度;根据式(10)可知,由于实际响应量增加,LA 经济惩罚成本增大,所以系统总成本增大。因此,当经济激励为 0.4 时,系统总成本最低,为 121.54 万元。

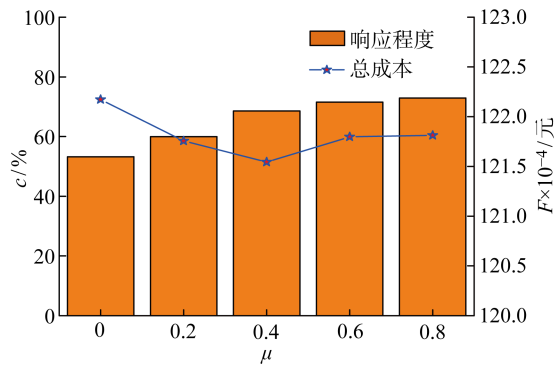


图 11 不同经济激励用户响应程度与总成本关系

Fig. 11 User response versus total cost under different economic conditions

5 结论

建立考虑电动汽车鲁棒随机优化及 LA 参与的综合能源系统优化调度模型,研究用户 DR 不确定性,EV 出行以及出力不确定性对 IES 和 LA 的经济影响,得到以下结论:

(1) 降低 IES-LA 总成本不仅需要考虑 DR 的不确定性,也需要考虑 EV 的不确定性. 单一地考虑不确定性,使系统整体失去灵活性,系统成本变大.

(2) 经济激励较大时,用户选择在负荷高峰期或电价低谷区进行需求响应,以缓解负荷压力,改善负荷波动.

(3) EV 鲁棒优化的结果受鲁棒系数和预测误差系数的影响. 当预测误差系数一定时,随着鲁棒系数增大,系统总成本变小;当鲁棒系数一定时,随着预测误差系数增大,系统总成本同样变小. 鲁棒系数越大,即认为系统成本越小,优化结果越保守.

(4) 经济激励的不同导致用户产生差异态度. 随着激励增大,用户的响应程度逐渐增大,且系统成本变小. 当激励水平逐渐提高时,用户响应过度,LA 经济惩罚成本增大,系统总成本变大.

参考文献:

- [1] 丁煜蓉, 陈红坤, 吴军, 等. 计及综合能效的电-气-热综合能源系统多目标优化调度[J]. **电力系统自动化**, 2021, 45(2): 64-73.
DING Yurong, CHEN Hongkun, WU Jun, *et al.* Multi-objective optimal dispatch of electricity-gas-heat integrated energy system considering comprehensive energy efficiency[J]. **Automation of Electric Power Systems**, 2021, 45(2): 64-73.
- [2] 刘文霞, 李征洲, 杨粤, 等. 计及需求响应不确定性的综合能源系统协同优化配置[J]. **电力系统自动化**, 2020, 44(10): 41-49.
LIU Wenxia, LI Zhengzhou, YANG Yue, *et al.* Collaborative optimal configuration for integrated energy system considering uncertainties of demand response [J]. **Automation of Electric Power System**, 2020, 44(10): 41-49.
- [3] WANG Y L, MA Y Z, SONG F H, *et al.* Economic and efficient multi-objective operation optimization of integrated energy system considering electro-thermal demand response[J]. **Energy**, 2020, 205: 118022.
- [4] 王旭. 考虑电动汽车接入的配电网优化运行研究[D]. 济南: 山东大学, 2020.
WANG Xu. Research on optimal operation for distribution network with electric vehicle [D]. Jinan: Shandong University, 2020.
- [5] 许刚, 张丙旭, 张广超. 电动汽车集群并网的分布式鲁棒优化调度模型[J]. **电工技术学报**, 2021, 36(3): 565-578.
XU Gang, ZHANG Bingxu, ZHANG Guangchao. Distributed and robust optimal scheduling model for large-scale electric vehicles connected to grid [J]. **Transactions of China Electrotechnical Society**, 2021, 36(3): 565-578.
- [6] 杨璐. 面向不确定性充电需求的电动出租车充电站选址模型研究[D]. 哈尔滨: 哈尔滨工业大学, 2020.
YANG Lu. Research on location model of electric taxi charging station for uncertain charging demand [D]. Harbin: Harbin Institute of Technology, 2020.
- [7] YANG H M, ZHANG J, QIU J, *et al.* A practical pricing approach to smart grid demand response based on load classification[J]. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2018, 9(1): 179-190.
- [8] 彭巧, 王秀丽, 邵成成, 等. 计及信息间隙决策理论的含电动汽车充电负荷的微电网多目标规划[J]. **电力自动化设备**, 2021, 41(1): 128-134.
PENG Qiao, WANG Xiuli, SHAO Chengcheng, *et al.* Multi-objective planning of microgrid with electric vehicle charging load based on information gap decision theory [J]. **Electric Power Automation Equipment**, 2021, 41(1): 128-134.
- [9] 葛晓琳, 史亮, 刘亚, 等. 考虑需求响应不确定性的电动汽车负荷 Sigmoid 云模型预测[J]. **中国电机工程学报**, 2020, 40(21): 6913-6925.
GE Xiaolin, SHI Liang, LIU Ya, *et al.* Load forecasting of electric vehicles based on sigmoid cloud model considering the uncertainty of demand response [J]. **Proceedings of the CSEE**, 2020, 40(21): 6913-6925.
- [10] 石文超, 吕林, 高红均, 等. 考虑需求响应和电动汽车参与的主动配电网经济调度[J]. **电力系统自动化**, 2020, 44(11): 41-51.
SHI Wenchao, LYU Lin, GAO Hongjun, *et al.* Economic dispatch of active distribution network with participation of demand response and electric vehicle [J]. **Automation of Electric Power Systems**, 2020, 44(11): 41-51.
- [11] 贾雨龙, 米增强, 余洋, 等. 计及不确定性的柔性负荷聚合商随机-鲁棒投标决策模型[J]. **电工技术学报**, 2019, 34(19): 4096-4107.
JIA Yulong, MI Zengqiang, YU Yang, *et al.* Stochastic-robust decision-making model for flexible load aggregator considering uncertainties[J]. **Transactions of China Electrotechnical Society**, 2019, 34(19): 4096-4107.
- [12] PAN G S, GU W, WU Z, *et al.* Optimal design and operation of multi-energy system with load aggregator considering nodal energy prices[J]. **Applied Energy**, 2019, 239: 280-295.
- [13] 吴宛璐, 韩帅, 孙乐平, 等. 负荷聚合商多类型需求侧资源激励价格制定一般模型及应用[J]. **电力建**

- 设, 2021, 42(1): 1-9.
- WU Wanlu, HAN Shuai, SUN Leping, *et al.* A general incentive pricing model and its application for multi-type demand-side resources of load aggregators[J]. **Electric Power Construction**, 2021, 42(1): 1-9.
- [14] 刘珮云, 丁涛, 贺元康, 等. 基于综合需求响应的负荷聚合商最优市场交易策略[J]. **电力自动化设备**, 2019, 39(8): 224-231.
- LIU Peiyun, DING Tao, HE Yuankang, *et al.* Optimal trading strategy for load aggregator based on integrated demand response[J]. **Electric Power Automation Equipment**, 2019, 39(8): 224-231.
- [15] LI C Y, ZHAO R S, WANG D, *et al.* Optimal spatio-temporal scheduling for Electric Vehicles and Load Aggregators considering response reliability[J]. **Electric Power Systems Research**, 2018, 162: 183-193.
- [16] JIN H Y, TENG Y, ZHANG T Y, *et al.* A deep neural network coordination model for electric heating and cooling loads based on IoT data[J]. **CSEE Journal of Power & Energy Systems**, 2020, 6(1): 22-30.
- [17] 郭亦宗, 冯斌, 岳铂雄, 等. 负荷聚合商模式下考虑需求响应的超短期负荷预测[J]. **电力系统自动化**, 2021, 45(1): 79-87.
- GUO Yizong, FENG Bin, YUE Boxiong, *et al.* Ultra-short-term load forecasting considering demand response in load aggregator mode[J]. **Automation of Electric Power Systems**, 2021, 45(1): 79-87.
- [18] 任惠, 陆海涛, 卢锦玲, 等. 考虑信息物理系统耦合和用户响应差异的负荷聚合商需求响应特性分析[J]. **电网技术**, 2020, 44(10): 3927-3936.
- REN Hui, LU Haitao, LU Jinling, *et al.* Analysis of LA demand response characteristics considering cyber physical system coupling and user's response difference[J]. **Power System Technology**, 2020, 44(10): 3927-3936.
- [19] 余涛. 电动汽车有序充放电策略与鲁棒优化调度[D]. 长沙: 湖南大学, 2020.
- YU Tao. Orderly charging and discharging strategy and robust optimal scheduling of electric vehicles[D]. Changsha: Hunan University, 2020.
- [20] 邵尹池, 穆云飞, 林佳颖, 等. “车-站-网”多元需求下的电动汽车快速充电引导策略[J]. **电力系统自动化**, 2019, 43(18): 60-66.
- SHAO Yinchu, MU Yunfei, LIN Jiaying, *et al.* Fast charging guidance strategy for multiple demands of electric vehicle, fast charging station and distribution network[J]. **Automation of Electric Power System**, 2019, 43(18): 60-66.
- [21] 孙宇军, 王岩, 王蓓蓓, 等. 考虑需求响应不确定性的多时间尺度源荷互动决策方法[J]. **电力系统自动化**, 2018, 42(2): 106-113.
- SUN Yujun, WANG Yan, WANG Beibei, *et al.* Multi-time scale decision method for source-load interaction considering demand response uncertainty[J]. **Automation of Electric Power System**, 2018, 42(2): 106-113.
- [22] 王瑾然, 卫志农, 张勇, 等. 计及不确定性的区域综合能源系统日前多目标优化调度[J]. **电网技术**, 2018, 42(11): 3496-3506.
- WANG Jinran, WEI Zhinong, ZHANG Yong, *et al.* Multi-objective optional day-ahead dispatching for regional integrated energy system considering uncertainty[J]. **Power System Technology**, 2018, 42(11): 3496-3506.
- [23] 胡泉, 尚策, 陈东文, 等. 考虑能量品质的区域综合能源系统多目标规划方法[J]. **电力系统自动化**, 2019, 43(19): 22-31.
- HU Xiao, SHANG Ce, CHEN Dongwen, *et al.* Multi-objective planning method for regional integrated energy systems considering energy quality[J]. **Automation of Electric Power System**, 2019, 43(19): 22-31.
- [24] 潘华, 梁作放, 肖雨涵, 等. 多场景下区域综合能源系统的优化运行[J]. **太阳能学报**, 2021, 42(1): 484-492.
- PAN Hua, LIANG Zuofang, XIAO Yuhan, *et al.* Optimal operation of regional integrated energy system under multiple scenes[J]. **Acta Energetica Sinica**, 2021, 42(1): 484-492.
- [25] 许周, 孙永辉, 谢东亮, 等. 计及电/热柔性负荷的区域综合能源系统储能优化配置[J]. **电力系统自动化**, 2020, 44(2): 53-59.
- XU Zhou, SUN Yonghui, XIE Dongliang, *et al.* Optimal configuration of energy storage for integrated region energy system considering power/thermal flexible load[J]. **Automation of Electric Power Systems**, 2020, 44(2): 53-59.
- [26] 蒋文超, 严正, 曹佳, 等. 计及柔性负荷的能源枢纽多目标综合优化调度[J]. **电测与仪表**, 2018, 55(13): 31-39.
- JIANG Wenchao, YAN Zheng, CAO Jia, *et al.* Multi-objective comprehensive optimal dispatch of energy hub considering flexible load[J]. **Electrical Measurement & Instrumentation**, 2018, 55(13): 31-39.