

计及供需双方收益及三相不平衡治理的 电动汽车充放电策略

秦津宇, 刘沈全, 周渝充, 梁远升, 汪隆君, 王钢
(华南理工大学电力学院, 广州市 510641)

摘要:【目的】电动汽车 (electric vehicle, EV) 与分布式电源的大规模接入加剧了配网三相不平衡, 市场驱动的EV有序充放电是治理三相不平衡的举措之一, 但传统治理策略没有兼顾运营商与用户收益。【方法】对此, 提出了一种考虑供需双方收益与配网三相不平衡治理的两阶段优化EV充放电策略。首先, 提出调度激励机制以及用户响应意愿评估方法; 其次, 建立日前-日内两阶段优化模型, 在日前阶段基于治理目标与成本配置调度参数, 在日内阶段结合用户收益与实际不平衡度优化得出EV充放电策略; 最后, 基于IEEE 13节点算例进行仿真验证。【结果】结果表明, 所提策略能有效降低配网整体的电压不平衡度, 相较于单目标策略, 方案2使用户充电满意度指标分别提升24.3%、42.8%, 运营商实现套利; 方案1使满意度指标进一步提升, 运营商收益提升3.84倍, 且在不同的运行场景下具有鲁棒性。【结论】所提策略可以在兼顾供需双方经济收益的同时满足运营商的不平衡治理需求, 为高EV渗透率配网提供灵活、高效的三相不平衡治理方案。

关键词: 电动汽车; 三相不平衡; 响应意愿; 模糊评估; 调度参数

中图分类号: TM73

文献标志码: A

文章编号: 1000-7229(2026)02-0084-17

DOI: 10.12204/j.issn.1000-7229.2026.02.007

Electric Vehicle Charging and Discharging Strategy for Distribution Networks Considering Supply and Demand Side Benefits and Three-Phase Imbalance Management

QIN Jinyu, LIU Shenquan, ZHOU Yuyan, LIANG Yuansheng,
WANG Longjun, WANG Gang

(School of Electric Power Engineering, South China University of Technology, Guangzhou 510641, China)

ABSTRACT: [Objective] The large-scale connection of electric vehicles (EVs) and distributed power sources has exacerbated the three-phase imbalance in distribution networks, and the market-driven orderly charging and discharging of EVs is one of the initiatives to manage the three-phase imbalance, but the traditional management strategy does not take into account the benefits of both operators and users. [Methods] In this regard, this paper proposes a two-stage optimization strategy for EV charging and discharging that takes into account the benefits of both supply and demand sides and the three-phase imbalance management of distribution networks. First, the scheduling incentive mechanism and the user response willingness assessment method are proposed; Second, a two-stage optimization model is established for the day-ahead and intraday stages, where the scheduling parameters are configured based on the management objectives and costs in the day-ahead stage, and the EV charging and discharging strategy is derived by combining the users' benefits and the actual imbalance degree in the intraday stage; Finally, the EV charging and discharging strategy is validated based on the IEEE 13-node arithmetic case for simulation. [Results] The results show that the proposed strategy can effectively reduce the overall voltage imbalance of distribution networks. And compared with the single-objective strategy, in Option 2, the user charging satisfaction indexes are improved by 24.3% and 42.8%, respectively, and the operator realizes arbitrage; in Option 1, the satisfaction indexes are further improved, the operator's revenue is increased by a factor of 3.84, and robust is shown in different operating scenarios. [Conclusions] The proposed strategy can meet the imbalance management needs of operators

while taking into account the economic benefits of both the supply and demand sides, providing a flexible and efficient imbalance management solution for distribution networks with a high EV penetration.

This work is supported by Fundamental and Applied Basic Research Program of Guangdong Province (No. 2023A1515011035).

KEYWORDS: electric vehicles; three-phase imbalance; response willingness; fuzzy assessment; scheduling parameters

0 引言

在“双碳”目标的引领下,我国的电动汽车(electric vehicle, EV)和光伏等新能源产业迅速发展。截至2023年底,我国EV保有量达到2041万辆,同比增长38.76%^[1]。其中大部分EV通过单相线路接入低压配电网,大量EV同时进行单相无序充电使得线路过载、电压越限、三相不平衡等问题愈发严重^[2-3]。与此同时,分布式新能源的大规模接入进一步放大了三相不平衡风险:其出力在时空维度上的波动性^[4]导致配网功率分布动态失衡,显著增加电压不平衡度。三相不平衡会增加配网的能耗^[5-6],使得变压器、电机等电气设备效率降低,寿命衰减^[7-8],甚至可能引发安全事故,对配网的经济性和稳定性造成严重危害。

目前,已有大量针对EV参与电力市场辅助调压服务的研究,文献[9]提出了一种基于序贯仿真的EV辅助调压能力评估方法;文献[10]在EV响应意愿约束下,提出了一种EV与分布式电源协同控制的辅助调压策略,显著减少了用户侧干预;文献[11]基于物联网提供的时空大数据,提出了一种考虑车网互动(vehicle-to-grid, V2G)辅助服务的日前双层优化调度策略。在EV参与调压服务的基础上,协同不同相序接入的EV进行充电功率调控可以进一步为电网提供三相不平衡度支撑,因此,制定合理的EV有序充电策略是治理配网三相不平衡的有效手段^[12-14]。电动汽车的有序充电策略可以分为集中式优化策略^[15-16]以及分布式自主策略^[17-18]。其中,文献[15]考虑EV电池损耗,提出一种基于改进蜣螂优化(improved dung beetle optimization, IDBO)算法的EV有序充放电策略,实现了平滑负荷、降低成本与延缓电池老化的综合效益;文献[16]提出交能耦合的EV有序充放电策略,有效平抑负荷波动,提高新能源消纳能力;文献[17]提出了一种基于下垂控制的分散式控制策略,通过实时调整EV充电功率来缓解电压越限和不平衡问题;文献[18]建立的EV模型考虑了电压不平衡、能量损失、中性电流等性能指标。分布式优化策略虽然可以降低通信和计算压力,但是决策易受局部观测误差影响,其鲁棒性弱于集中式策略,因此本文针对集中式优化策略展开研究。随着V2G技术的发展,EV参与电网

三相不平衡治理的方式更加灵活^[19-21]。文献[22]利用充电桩逆变器闲置容量为电网提供无功支撑,并通过三相选择优化充电过程,最终达到治理三相不平衡的目的,但是仅考虑了充电桩的无功补偿作用,没有考虑EV电池的有功输出在三相不平衡治理中的作用。文献[23]提出了一种通过管理EV和电网储能系统的充放电策略来缓解三相功率不平衡问题的方案,但是没有考虑三相潮流模型的潮流约束以及无功功率管理。综上,目前针对电动汽车V2G技术在配网三相不平衡治理方面的研究较少,并且相关研究的优化目标仅考虑不平衡度、网损等配网运行指标,缺乏对EV充放电策略经济性的考量。

EV调度策略的经济效益是衡量其实际价值的重要指标,其中包含配电运营商的收益以及EV用户的收益,运营商收益影响调度参数的配置,而用户收益直接影响到用户参与调度的积极性从而影响调度效果^[24-26]。针对在不平衡治理中EV调度策略的经济性问题,文献[27]提出的相位平衡方案通过提供激励,鼓励用户协助配电运营商减少相位不平衡;文献[28]提出的多阶段调度模型同时考虑了电池退化成本以及三相不平衡的惩罚成本;文献[29]提出的激励机制能有效降低配网三相电压不平衡与EV用户成本,并在新能源出力不确定时保证配网的安全运行。上述文献虽然都考虑了用户的收益,但是存在以下不足:1)假定全体用户完全遵循配网的调度指令,没有考虑用户响应意愿对调度结果的影响;2)没有考虑配电运营商的经济收益,运营商和用户均遵循理性经济行为,其决策受经济利益的驱动,若不平衡造成的损失小于支付给用户的补偿费用,则运营商拒绝支付补偿费用或者支付更少的补偿费用;3)调度优化的过程中仅考虑了系统单节点的最大不平衡度,没有考虑系统整体的不平衡状态。上述不足将导致所制定的调度策略在实际的优化管理中难以达到预期的调度效果。

综上,本文提出一种考虑供需双方收益与三相不平衡治理的配网EV充放电策略。该策略由日前-日内两阶段优化模型求解得出。日前阶段基于配电运营商的不平衡治理需求以及治理成本,考虑用户响应意愿,对调度参数进行配置;日内阶段根据用户收益及三相电压实际不平衡治理需求,进一步优化

EV 充放电功率。基于 IEEE 13 节点算例的仿真研究表明,所提 EV 充放电策略不仅能够实现运营商预期的不平衡治理效果,而且可保证运营商和用户双方的经济收益,对不同场景的适应性强,具有较好的实用性和经济性。

1 问题框架与用户响应意愿建模评估

1.1 配网结构及充放电策略框架

本文所涉及配电网的整体架构如图 1 所示。配电网节点的每一相由单个聚合商管辖,本文将聚合商视为由运营商建立的第三方非营利性虚拟机构,仅作为中间渠道参与用户与运营商之间的信息及利益交互。在功率控制层面,聚合商将单相接入低压配电网的 EV 充电桩负荷聚合为中压节点单相负荷,运营商的调度策略直接作用于中压馈线各相的负荷分布,对各相的等效 EV 充放电功率进行再平衡,聚合商根据调度指令,对所管辖的 EV 进行管理和控制。在信息交互层面,聚合商向用户传递调度参数信息并支付由运营商下放的调度补偿费用,同时收集管辖区域中愿意参与调度的 EV 充电行为数据,并反馈至运营商。

基于两阶段优化模型建立的 EV 充放电策略

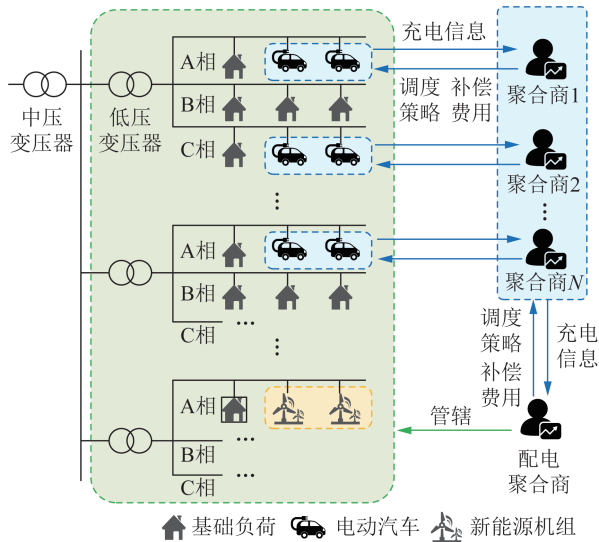


图 1 配电网的整体架构

Fig. 1 Overall architecture of the distribution network

的整体框架如图 2 所示,包含日前、日内 2 个阶段。其中,配电运营商在日前阶段利用用户响应意愿评估模块得到不同调度参数下的用户参与度,并通过参数配置模块完成调度参数的配置;在日内阶段运营商根据收集的 EV 充电行为数据,利用日内优化模型决策出最优的 EV 充放电策略。

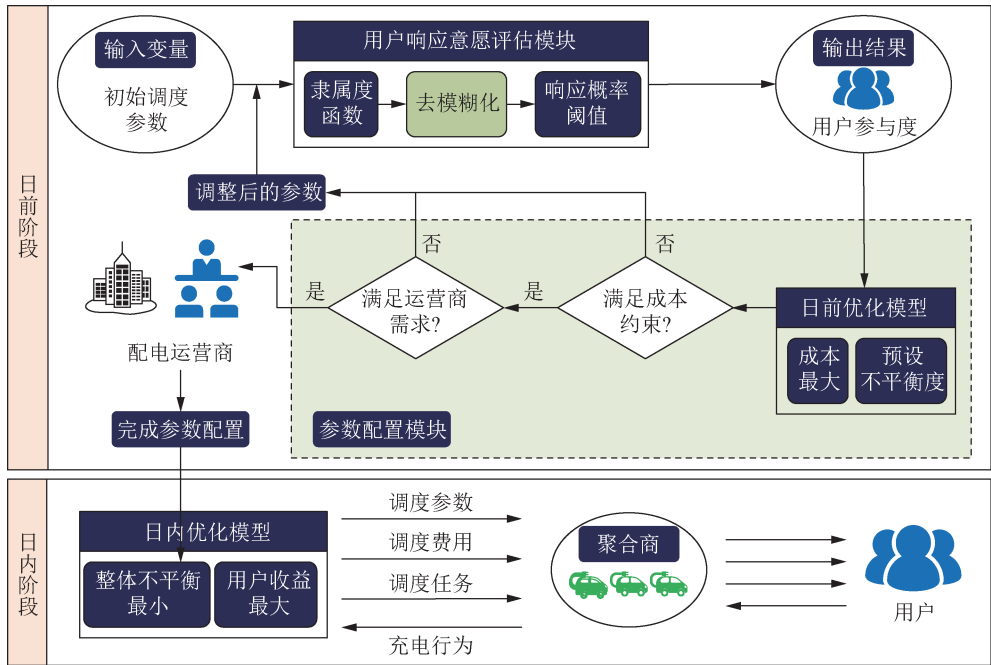


图 2 两阶段优化模型的整体框架

Fig. 2 Overall framework of the two-stage optimization model

1.2 基于模糊评价的用户响应意愿评估

通过用户响应意愿评估模块评估不同参数下的用户调度参与度是日前参数配置过程中的重要环节。在 EV 参与三相不平衡治理的过程

中,用户主要通过权衡充电紧迫度、总费用以及电池损耗 3 个方面决定是否参与调度。用户充电的总费用主要受分时电价以及用户激励机制的影响。

1.2.1 用户激励机制

本文考虑的用户激励机制包含充电调度激励和放电补偿。充电调度激励根据全部节点总不平衡度的降低程度,向参与充电调度的用户支付激励费用 γ_{cs} 。

$$\gamma_{cs} = k(d_{\text{sum},0} - d_{\text{sum}}) \quad (1)$$

$$d_{\text{sum}} = \max_{t \in T} \sum_{m \in \Lambda} d_m(t) \quad (2)$$

式中: k 为充电调度激励系数; $d_{\text{sum},0}$ 、 d_{sum} 分别为不平衡治理前、后配网最大的总电压不平衡度; $d_m(t)$ 为 t 时刻节点 m 的三相电压不平衡度; T 为24 h离散时间段的集合; Λ 为配电网三相节点的集合。为了使模型线性化,利用三相电压幅值偏离平均值的程度表征电压不平衡度(以下简称线性不平衡度),具体为:

$$d_m(t) = \max \left\{ |v_m^a(t) - v_m^{\text{avg}}(t)|, |v_m^b(t) - v_m^{\text{avg}}(t)|, |v_m^c(t) - v_m^{\text{avg}}(t)| \right\} \quad (3)$$

$$v_m^{\text{avg}}(t) = [v_m^a(t) + v_m^b(t) + v_m^c(t)]/3 \quad (4)$$

式中: $v_m^a(t)$ 、 $v_m^b(t)$ 、 $v_m^c(t)$ 分别为节点 m 的a、b、c相电压; $v_m^{\text{avg}}(t)$ 为节点 m 的三相平均电压。

若治理不平衡时使用了EV的V2G功能,向电网反向送电,则还额外需向用户支付一定的放电补偿费用:

$$\gamma_{\text{dis}} = \sum_{i \in I} \sum_{t=1}^{24} P_{\text{EVA},i}^{\text{dis}}(t) D_{\text{EVA},i}(t) e_{\text{dis}}(t) \quad (5)$$

式中: γ_{dis} 为运营商支付的放电补偿费用; I 为配网聚合商的集合; $P_{\text{EVA},i}^{\text{dis}}(t)$ 、 $D_{\text{EVA},i}(t)$ 分别为 t 时刻聚合商 i 的总放电功率、放电深度; $e_{\text{dis}}(t)$ 为分时放电价格。

综上,配电运营商向用户支付的总激励费用 γ 为:

$$\gamma = \gamma_{cs} + \gamma_{\text{dis}} \quad (6)$$

1.2.2 用户响应意愿的影响因素

根据1.2.1节的论述,用户充电的总费用为:

$$C_{\text{total},n} = P_{\text{ch},\text{EV},n}(t)e(t) - P_{\text{dis},\text{EV},n}(t)D_{\text{EV},n}(t)e_{\text{dis}}(t) - [k(d_{\text{sum},0} - d_{\text{sum}})]/N \quad (7)$$

式中: $C_{\text{total},n}$ 为第 n 辆EV的总费用; $P_{\text{ch},\text{EV},n}(t)$ 、 $P_{\text{dis},\text{EV},n}(t)$ 分别为第 n 辆EV在 t 时刻的充、放电功率; $D_{\text{EV},n}(t)$ 为第 n 辆EV的放电深度; $e(t)$ 为分时电价; N 为EV总数。用户的充电紧迫度由EV停摆时间 $T_{\text{re},n}$ 表征,求解公式为:

$$t_{\text{ex},n} = \frac{[S_{\text{EV},n,\text{exp}} - S_{\text{EV},n}(t_{\text{ar},n})]S_{\text{EV},n}^{\text{max}}}{P_{\text{EVN},n}\eta} \quad (8)$$

$$T_{\text{re},n} = t_{\text{le},n} - t_{\text{ex},n} \quad (9)$$

式中: $t_{\text{ar},n}$ 、 $t_{\text{ex},n}$ 、 $t_{\text{le},n}$ 分别为第 n 辆EV的并网、离网以及以额定充电功率 $P_{\text{EVN},n}$ 充电至期望电量的时间; η 为充电效率; $S_{\text{EV},n}(t_{\text{ar},n})$ 为第 n 辆EV在 $t_{\text{ar},n}$ 时刻的电量;

$S_{\text{EV},n}^{\text{max}}$ 为第 n 辆EV的最大电池容量; $S_{\text{EV},n,\text{exp}}$ 为第 n 辆EV离开时的期望电量。电池损耗则可通过放电深度 D 表征。

停摆时间 T_{re} 、充电价格 e 、放电价格 e_{dis} 、放电深度 D 等因素对用户行为的影响具有显著的非线性关联特征与认知不确定性。本文采用Mamdani型模糊逻辑系统(Mamdani fuzzy inference system, MFIS)实现用户响应意愿的量化建模,MFIS模型可以对多参数耦合的非线性系统行为进行定量分析,被广泛应用到智能电网用户行为预测、工业过程控制等多个领域^[30]。

1.2.3 用户响应意愿的分层评估

基于影响用户参与充电调度和充放电调度(以下称V2G调度)的因素不同,并考虑到在大部分情况下,用户在决定参与充电调度后才会考虑是否参与V2G调度,因此用户响应意愿评估模块的框架分2层,分别模仿用户参与充电调度、V2G调度的决策过程,具体流程框架如图3所示,5种输入变量的模糊子集如附录表A1所示。

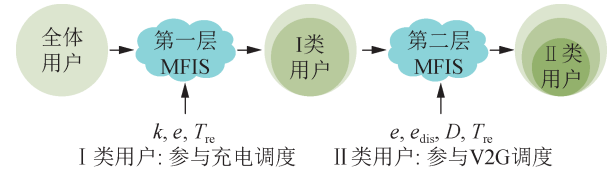


图3 用户响应意愿评估模块框架

Fig. 3 Framework for the user response intentions assessment module

1.2.4 用户响应意愿的分层评估

隶属度函数是量化元素对模糊子集隶属程度的数学工具^[31]。针对用户对充电价格、放电深度、时间的感知强度不一致,本文基于用户感知特性以及已有的研究经验为不同的模糊变量指派隶属度函数。

1) 激励及停摆时间的隶属度函数。

基于对数感知定律(以下简称感知定律),此前大多数研究将放电价格的模糊子集分为低区间、中区间、高区间以及2个过渡区间^[32]。为了描述“核心区”的模糊概念,指派梯形函数作为隶属度函数,如图4的实线所示^[33]。其中, $e_{\text{dis}1}$ 、 $e_{\text{dis}2}$ 为低、中过渡区间的边界, $e_{\text{dis}3}$ 、 $e_{\text{dis}4}$ 为中、高过渡区间的边界。

从图4可以看出,放电价格的梯形隶属度函数在区间分界点处不可导,存在不连续性问题,平滑性较差。为了减少在放电价格调整的过程中隶属度突变所带来的误差,加强算法的连续性和鲁棒性,本文采用钟形函数作为隶属度函数,如图4中的虚线所示,钟形隶属度函数的表达式为:

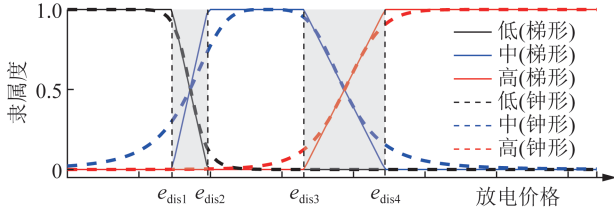


图 4 放电价格的隶属度函数

Fig. 4 Affiliation function of the discharge price

$$\mu(x) = 1 / (1 + \left| \frac{x - c}{a} \right|^{2b}) \quad (10)$$

由于放电价格的基本模糊特性不会改变,钟形隶属度函数需要尽可能地逼近梯形隶属度函数,参数 a 、 b 、 c 的设置过程参考附录图 A1。

用户对充电激励系数 k 以及停摆时间 T_{re} 的感知特性同样满足感知定律,充电激励系数采用相同的方法构建钟形隶属度函数,而用户的停摆时间取决于用户的电量需求以及停留时间,不涉及模糊变量的连续变化,为了降低推理复杂度,构建梯形隶属度函数即可。

2) 充电价格及放电深度的隶属度函数。

本文假设配电运营商为所有参与调度的 EV 统一设置放电深度,并设定 3 个档位的放电深度供运营商决策,分别为 50%、60%、70%,分别对应模糊子集中的 D_L 、 D_M 、 D_H ^[34]。由于放电深度的档位与模糊子集为单射关系(injective),为了提高推理效率,采用三角函数构建放电深度的隶属度函数,如图 5 所示。同理,充电价格的隶属度函数同样设置为三角函数。

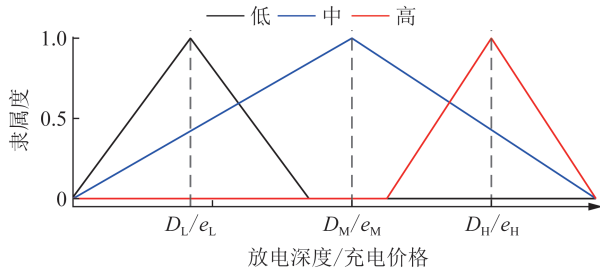


图 5 放电深度/充电价格的隶属度函数

Fig. 5 Depth of discharge/price of charge affinity function

3) 模糊规则及去模糊化。

各输入变量的模糊化语言如附录表 A2 所示。第一、二层 MFIS 模型的模糊规则库分别如附录表 A3、A4 所示。为了确保用户响应意愿评估的实时性,本文采用最大平均值法进行去模糊化,用户 n 参与调度的意愿值 τ_n 为:

$$\tau_n = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m x_i, \quad x_i \in \{x | \zeta(x) = \max(\zeta)\} \quad (11)$$

式中: x_i 为每个最大隶属度点; m 为最大隶属度点的数量; ζ 为隶属度函数。同时设置响应意愿阈值 τ_a ,

若 $\tau_n \geq \tau_a$,则表示用户 n 愿意参与调度。

2 日前-日内分阶段调控优化模型构建

为了兼顾供需双方收益,构建日前-日内分阶段调控优化模型,在日前阶段考虑运营商成本约束及目标不平衡度对调度参数进行配置,在日内阶段考虑用户收益及最小不平衡度对 EV 充放电策略进行优化。为了评估充放电策略是否具有经济效益,首先需要量化三相不平衡对配电网造成的损失。

2.1 配电运营商成本量化

三相不平衡的首要影响是配电网网损增加,因此本文采用损耗成本 C_{loss} 对三相不平衡造成的危害进行量化,具体计算式为:

$$C_{loss} = \sum_{t=1}^{24} c(t) P_{loss}(t) \Delta t \quad (12)$$

$$P_{loss}(t) = \sum_{b=1}^B \sum_{\varphi=a,b,c} L_b^{\varphi}(t) \quad (13)$$

$$L_b(t) = R_b I_b(t) \quad (14)$$

式中: $c(t)$ 为单位时刻的网络损耗成本; $P_{loss}(t)$ 为 t 时刻配网总有功损耗; B 为配网支路数; $L_b^{\varphi}(t)$ 为 φ 相支路 b 在 t 时刻的有功损耗; $L_b(t) = [L_b^a(t), L_b^b(t), L_b^c(t)]^T$; $I_b(t)$ 为支路 b 三相电流幅值平方的向量; R_b 为支路 b 三相阻抗矩阵。

运营商在决策过程中会考虑不平衡治理成本:若三相不平衡引发的经济损失超出对用户的补偿成本,则运营商将愿意支付补偿费用,反之则选择不支付或减少补偿费用,以维护其经济利益。因此,当运营商支付的补偿费用 γ 满足式(15)的约束时,充放电策略具备可行性。

$$\gamma \leq \Delta C_{loss} \quad (15)$$

$$\Delta C_{loss} = C_{loss,0} - C_{loss,end} \quad (16)$$

式中: $C_{loss,0}$ 、 $C_{loss,end}$ 分别为充放电策略执行前、后的网络损耗成本; ΔC_{loss} 为网损变化量,用于表征由配网不平衡引发的经济损失。

2.2 考虑运营商成本约束的日前参数配置策略

本文在调度激励机制的基础上,兼顾求解效率与模型完备性,将需要运营商配置的调度参数设定为:充电激励系数 k 、放电价格 e_{dis} 以及放电深度 D 。运营商需要在日前阶段配置合适的调度参数,确保系统有足够的调度容量以及自身在调度中能实现盈利。因此,日前阶段的优化目标为电网总不平衡度与经济成本的加权和最低,即:

$$\min f = C_{loss} + \delta(d_{sum} - d_{sum,iv})^2 + (\gamma_{cs} + \gamma_{dis}) \quad (17)$$

式中: $d_{sum,iv}$ 为运营商预设的总不平衡度值,即目标

值; δ 为误差系数,其数值越大,优化后的不平衡度越接近目标不平衡度,同时模型求解的计算量也随之增加。由于在参数配置模块中 k 以及 $d_{\text{sum},\text{tv}}$ 为输入参数, γ_{cs} 的估算式为:

$$\gamma_{\text{cs}} \approx k(d_{\text{sum},0} - d_{\text{sum},\text{tv}}) \quad (18)$$

式(17)可以转化为:

$$\min f = C_{\text{loss}} + \delta(d_{\text{sum}} - d_{\text{sum},\text{tv}})^2 + \gamma_{\text{dis}} \quad (19)$$

基于运营商对不平衡治理效果的不同需求,日前参数配置可按照最少补偿费用和最小不平衡度2种方案开展。

方案1:最少补偿费用。运营商以用最少的补偿费用使总不平衡度达到目标值为目标,即在满足约束式(15)的情况下,一旦满足式(20)即停止优化。

$$\frac{|d_{\text{sum}} - d_{\text{sum},\text{tv}}|}{d_{\text{sum},\text{tv}}} \leq \sigma_d \quad (20)$$

式中: σ_d 为误差接受阈值。该方案的步骤流程如图6所示,将调度参数 k 、 e_{dis} 、 D 先后代入用户响应意愿评估模块、日前优化模型,随后将优化结果先后代入约束式(15)、(20)并判断是否满足约束,若不满足则对调度参数进行调整。 Δk 、 Δe_{dis} 、 ΔD 分别为各调度参数的调整步长。

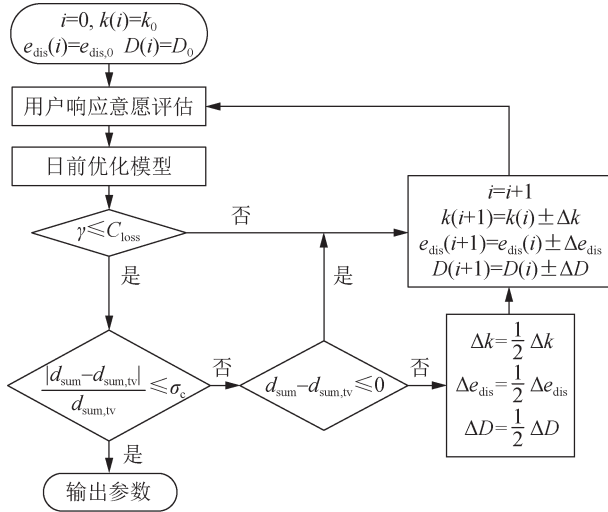


图6 方案1流程

Fig. 6 Flowchart of option 1

方案2:最小总不平衡度。运营商以优化后配网总不平衡度最小为目标,即将目标总不平衡度 $d_{\text{sum},\text{tv}}$ 设置为0。该情况考虑运营商在满足约束式(15)的条件下,尽可能降低总不平衡度。此时,运营商支付的补偿费用满足:

$$0 \leq C_{\text{loss}} - \gamma \leq \sigma_c \quad (21)$$

式中: σ_c 为裕留的治理费用阈值。方案2的步骤如图7所示。与方案1相比,将约束式(20)修改为式(21),并增加了约束 $d_{\text{sum}}(i) \leq d_{\text{sum}}(i-1)$,保证优化后总不平衡度全局最小。

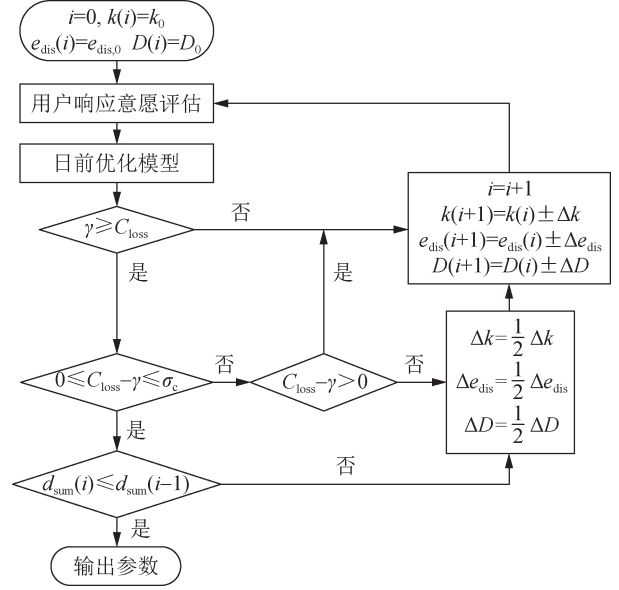


图7 方案2流程

Fig. 7 Flowchart of option 2

2.3 考虑用户收益的日内优化模型

日内阶段,运营商根据接收到的用户充电行为数据,利用日内优化模型对EV充放电功率进行滚动优化。日内优化模型需要考虑最小化配网总不平衡度以及最大化用户收益。由于治理前配网总不平衡度 $d_{\text{sum},0}$ 为确定值,结合式(1)可以得出:最小化配网总不平衡度等效于最大化用户的充电激励费用,此外最大化用户收益还包含最小化总充电费用 C_{cs} 以及最大化放电费用,因此,具体的目标函数为:

$$\min f(t) = C_{\text{loss}}(t) + k \sum_{m \in A} d_m(t) + C_{\text{cs}} - \gamma_{\text{dis}}(t) \quad (22)$$

$$C_{\text{cs}} = \sum_{i \in I} P_{\text{EVA},i}^{\text{ch}}(t) e(t) \quad (23)$$

式中: $P_{\text{EVA},i}^{\text{ch}}(t)$ 为 t 时刻聚合商 i 的总充电功率。为了简化两阶段模型的求解,基于三相Distflow线性潮流方程,构建模型的潮流约束如下^[35]:

$$\sum_{i \in v(j)} [P_{ij}(\varphi, :) - R_{ij}(\varphi, :) I_{ij}] = \sum_{l \in u(j)} P_{jl}(\varphi, :) + P_j(\varphi, :), \quad \forall j \in \Omega_N \quad (24)$$

$$\sum_{i \in v(j)} [Q_{ij}(\varphi, :) - X_{ij}(\varphi, :) I_{ij}] = \sum_{l \in u(j)} Q_{jl}(\varphi, :) + Q_j(\varphi, :), \quad \forall j \in \Omega_N \quad (25)$$

$$U_j = U_i - 2(R_{ij}P_{ij} + X_{ij}Q_{ij}) + (R_{ij}^2 + X_{ij}^2)I_{ij} \quad (26)$$

式中: $v(j)$ 、 $u(j)$ 分别为与节点 j 相连的上、下游节点集合; P_{ij} 、 Q_{ij} 分别为由节点 i 流向节点 j 的三相有功、无功向量; P_j 、 Q_j 分别为注入节点 j 的三相有功、无功向量; U_i 为节点 i 三相电压幅值平方的向量; I_{ij} 为节点 i 流向节点 j 三相电流幅值平方的向量; R_{ij} 、 X_{ij} 均为 3×3 阻抗矩阵; Ω_N 为系统的节点集。同时为了评估线性潮流计算模型的误差,本文采用对称半正定规划模型进

行精确的最优潮流计算^[36]。

3 系统模型

3.1 EV 聚合商模型

本文将 EV 充放电过程视为单相恒功率的充放电^[37],对于单辆 EV,需满足以下约束条件:

$$0 \leq \lambda_n^{\text{dis}}(t) + \lambda_n^{\text{ch}}(t) \leq 1 \quad (27)$$

$$\begin{cases} P_{EV,n}^{\text{ch}}(t) = \lambda_n^{\text{ch}}(t) P_{EV,n} \\ P_{EV,n}^{\text{dis}}(t) = \lambda_n^{\text{dis}}(t) P_{EV,n} \end{cases} \quad (28)$$

$$S_{EV,n}(t_{le,n}) \geq S_{EV,n,\text{exp}} \quad (29)$$

$$S_{EV,n}^{\text{min}} \leq S_{EV,n}(t) \leq S_{EV,n}^{\text{max}} \quad (30)$$

$$S_{EV,n}(t+1) = S_{EV,n}(t) + \frac{P_{EV,n}^{\text{ch}}(t)\eta - P_{EV,n}^{\text{dis}}(t)/\eta}{S_{EV,n}^{\text{max}}} \quad (31)$$

式中: $\lambda_n^{\text{ch}}(t)$ 、 $\lambda_n^{\text{dis}}(t)$ 分别为表征 EV 充放电状态的二进制变量; $P_{EV,n}$ 为第 n 辆 EV 的额定功率; $S_{EV,n}^{\text{max}}$ 、 $S_{EV,n}^{\text{min}}$ 分别为第 n 辆 EV 电量的最大、最小值。

式(27)~(31)分别为充放电状态约束、功率约束、用户使用需求约束、电池技术约束以及电量连续性约束。在单个聚合商管辖区域内,对单辆 EV 模型进行堆叠,推导出聚合商的能量约束:

$$\begin{cases} P_{EVA,i}^{\text{ch}}(t) = \sum_{n \in N(i)} P_{EV,n}^{\text{ch}}(t) \\ P_{EVA,i}^{\text{dis}}(t) = \sum_{n \in N(i)} P_{EV,n}^{\text{dis}}(t) \\ S_i^{\text{EVA,max}} = \sum_{n \in N(i)} S_n^{\text{EV,max}} \end{cases} \quad (32)$$

$$\sum_{n \in N(i)} S_{EV,n}^{\text{min}} \leq \sum_{n \in N(i)} S_{EV,n}(t) + \frac{\sum_{0 \leq t' \leq t} [P_{EVA,i}^{\text{ch}}(t')\eta - P_{EVA,i}^{\text{dis}}(t')/\eta]}{S_i^{\text{EVA,max}}} \leq \sum_{n \in N(i)} S_{EV,n}^{\text{max}} \quad (33)$$

式中: $N(i)$ 为聚合商 i 管理的 EV 集合。此外,在 V2G 技术的加持下,智能充电桩能实现对配网的无功注入。当充电桩的功率因数为 ψ 时,聚合商 i 能够为电网提供的无功功率 $Q_{EVA,i}(t)$ 满足:

$$\begin{aligned} -\psi [P_{EVA,i}^{\text{ch}}(t) + P_{EVA,i}^{\text{dis}}(t)] &\leq Q_{EVA,i}(t) \leq \\ \psi [P_{EVA,i}^{\text{ch}}(t) + P_{EVA,i}^{\text{dis}}(t)] &\end{aligned} \quad (34)$$

3.2 分布式风电机组模型

在实际工程实践中,分布式新能源出力是影响配网功率平衡的关键动态边界条件,忽略其不确定性将导致优化策略在实际运行时因边界条件失配而失效。为了将这种不确定性纳入到优化模型的考虑因素中,本文以分布式风电机组为例,采用区间预测模型表征其不确定性,将风电机组的有功出力预测值和实际有功出力的关系定义为:

$$0 \leq P_{W0,i}(t) \leq P_{W1,i}(t) \quad (35)$$

式中: $P_{W0,i}(t)$ 为风电机组 i 在 t 时刻的实际有功出力; $P_{W1,i}(t)$ 为风电机组有功出力预测区间中的某个值。

$$P_{W1,i}(t)(1 - \mu) \leq P_{W1,i}(t) \leq P_{W1,i}(t)(1 + \mu), 0 \leq \mu \leq 1 \quad (36)$$

式中: μ 为风电机组出力预测值的偏差系数。

4 算例仿真

4.1 参数设置

本文采用图 8 所示的 IEEE 13 节点配网系统进行仿真验证,系统容量设置为 10 MVA,电压边界分别设置为 1.07、0.93 p. u.。仿真时长设置为一天 24 h,调度滚动优化的步长设置为 15 min,运营商每隔一个步长收集用户充电行为信息并更新可调度容量。配网中包含 3 组风电机组以及 6 个聚合商,为了兼顾通信负载量与用户隐私保护,每个聚合商为 100 位用户提供服务^[38-39],实际参与调度的 EV 数量则通过用户响应意愿评估模块计算得出。考虑 3 种类型的 EV 分别为吉利星愿 (30.12 kWh)、比亚迪秦 PLUS (48 kWh)、特斯拉 MODEL3 (62.5 kWh),EV 均以单相慢充的方式充电,额定充电功率为 7 kW,各类型 EV 的占比如附录表 A5 所示。参考 NHTS2017 数据集,利用蒙特卡罗方法模拟出附录表 A6 所示的 2 组用户充电行为数据^[40],分别作为日前的用户充电行为预测数据以及日内的实际数据。各风电机组的功率输出预测值基于英国电网 2021 年某日的实际风电数据,如附录图 A2 所示^[41]。系统日负荷数据以及初始充电调度激励系数的取值方法参考文献[29], k_0 取 900。单位网络损耗的成本为 0.75 元/kWh, σ_d 、 σ_c 分别取 3%、10 元^[42]。各时段的充电价格以及初始放电价格如附录表 A7 所示^[43],各隶属度函数的参数如表 A8 所示。

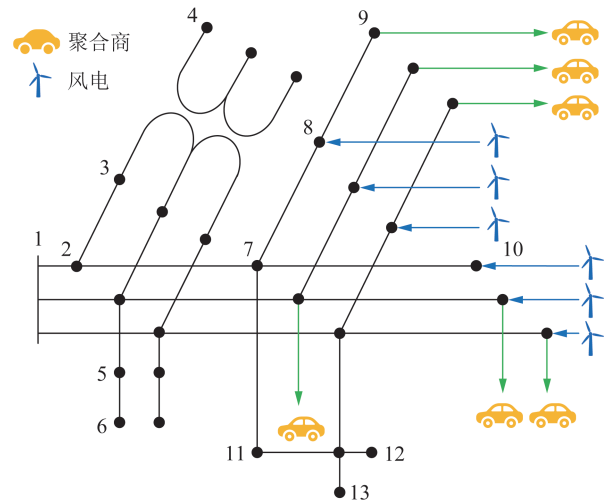


图 8 IEEE 13 节点配网系统

Fig. 8 IEEE 13 node distribution system

为了验证本文参数配置方案的合理性、充放电策略的经济性及其不平衡治理效果,本文针对不同的调度参数制定了以下 5 个对比场景:

场景 S1: 运营商不采取调度手段, EV 接入充电桩后以额定功率充电至预期电量;

场景 S2: 运营商以不平衡治理效果最佳为目标, 日前阶段采取方案 2 进行参数配置, 日内阶段利用日内优化模型进行充放电功率优化;

场景 S3: 日前阶段仅考虑不平衡指标, 不考虑运营商的具体需求及成本约束, 参考文献[29]对放电价格以及充电调度激励系数进行配置, 利用日内优化模型进行充放电功率优化;

场景 S4: 日前阶段仅考虑运营商的成本约束, 不考虑用户的调度响应积极性, 放电深度取最大档位, 仅对放电价格、不平衡补偿系数进行参数配置, 利用日内优化模型进行充放电功率优化;

场景 S5: 运营商将场景 S2 的总不平衡度设置为目标值, 日前阶段采取方案 1 进行参数配置, 利用日内优化模型进行充放电功率优化。

4.2 算例对比

1) 不同场景的用户参与度。

场景 S1—S5 的调度参数见表 1。基于用户响应意愿评估模块得到的用户调度参与度如图 9 所示。

表 1 5 个场景的调度参数			
Table 1 Scheduling parameters for five scenarios			
场景	k	$e_{\text{dis}}/(\text{元}/\text{kWh})$	D
S1			
S2	800	0.71	0.6
S3	900	0.96	0.6
S4	800	0.71	0.7
S5	900	0.65	0.6

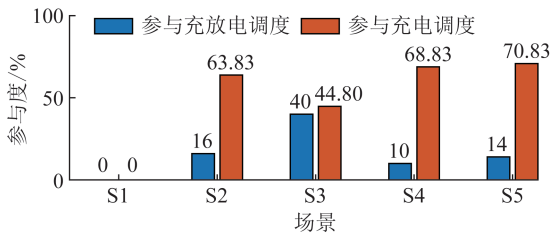


图 9 5 个场景的调度参与度
Fig. 9 Scheduling engagement for 5 scenarios

可以看出, 由于场景 S3、S5 的充电调度激励系数 k 较大, 因此场景 S3、S5 参与调度的总人数较多, 总参与度分别为 84.80%、84.83%。其中, 场景 S3 的激励系数及放电价格 e_{dis} 为 5 个场景中的最大值, 因此场景 S3 的 V2G 调度参与度最大。场景 S2、S4 的 k 值较小,

因此场景 S2、S4 参与调度的总人数较少。其中, 场景 S4 的放电深度 D 为 5 个场景中的最大值, 因此场景 S4 的 V2G 调度参与度最小。

2) 不同场景的电动汽车充放电功率。

经日内优化模型优化后场景 S1—S5 中 EV 总充、放电功率如图 10 所示。

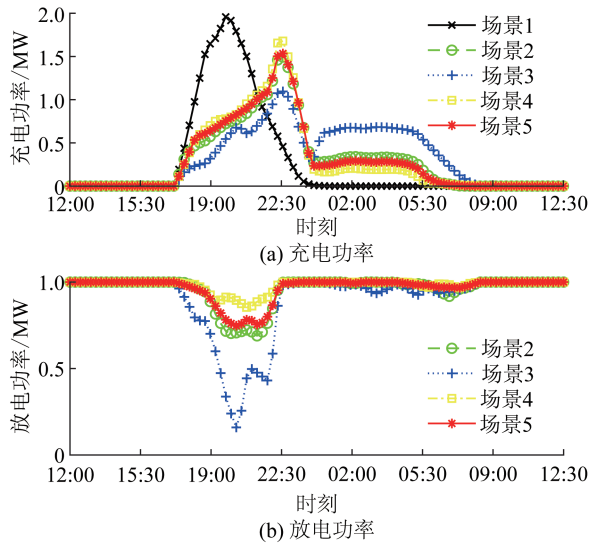


图 10 5 个场景的充放电功率
Fig. 10 Charging and discharging power for five scenarios

场景 S1 中用户集中在电价高峰期进行充电。场景 S2—S5 中, 在激励机制的作用下, 24:00 前离网的 EV 选择在电价峰时段参与调度, 在电价平时段进行充电以减少总充电费用, 因此充电功率在 22:00—23:30 时段取得最大值。而 08:00 后离网的 EV 由于具有更长的停摆时间, 在电价峰时段参与调度并在平时段进行放电以应对该时段充电功率激增所带来的不平衡问题。其中, 场景 S3 的 V2G 参与度最大, 因此场景 S3 在 18:00—24:00 时段的放电功率最大, 在电价谷时段的充电功率最大, 同时在谷时段调控 EV 进行分时段放电以减缓功率增加所导致的不平衡度上升。场景 S2、S5 相较于场景 S3 放电价格大幅度下降, 场景 S4 相较于场景 S3 放电深度上升, 因此部分参加 V2G 调度的用户选择将离网时间调整至 24:00 前并参与充电调度, 导致场景 S2、S4、S5 在电价平时段的总充电功率较大, 在谷时段的充电功率较小。由于场景 S2 的 V2G 调度参与度大于场景 S5, 因此场景 S2 在 18:00—24:00 时段的放电功率、在谷时段的充电功率大于场景 S5。而场景 S4 由于其放电深度最大, V2G 调度参与度最小, 在 18:00—24:00 时段的放电功率以及在谷时段的充电功率均为最小。对于 22:00—23:30 时段的充电功率, 虽然场景 S5 的充电调度参与度大于场景 S4, 但是场景 S4 中不参与调度

的用户数大于场景 S5,因此场景 S4 在电价峰时段需要更多的响应容量,22:00—23:30 时段场景 S4 的总充电功率最大。

3)不同场景的不平衡治理效果。

表 2 给出了 5 个场景最大的线性总不平衡度以及精确总不平衡度。可以看出,由于不考虑优化调度,场景 S1 的总不平衡度最大。相较于场景 S1,在充放电策略的作用下,场景 S2—S4 的总不平衡度大幅下降。场景 S3 由于没有考虑运营商的收益,EV 响应容量最多,总不平衡度最小;场景 S2、S5 考虑了运营商成本约束,响应容量相对场景 S3 下降,总不平衡度相对场景 S3 上升。场景 S4 缺乏对用户积极性的考虑,V2G 调度参与度最小,响应容量最少,因此总不平衡度在 4 个场景中最大。5 个场景中,线性不平衡度的相对误差均维持在 8% 以内,其中场景 S1 由于负载集中于用电高峰期,电压跌落严重,误差较大。其余场景的误差均控制在 3.5% 以内,因此,利用线性潮流进行模型求解具有可行性和实用性。

5 个场景中各时刻、各三相节点的不平衡度如图 11 所示。图 11 中,柱体的红色越深代表不平衡度越大。场景 S1 中,节点 7 在 19:30 取得最大不平衡度

表 2 5 个场景的总不平衡度

Table 2 Total imbalance for five scenarios

场景	最大总线性不平衡度/p.u		最大总精确不平衡度/p.u.		相对误差/%
	时刻	数值	时刻	数值	
S1	20:00	0.215 1	21:00	0.232 9	7.64
S2	22:30	0.108 7	18:00	0.112 2	3.22
S3	20:45	0.099 6	17:45	0.103 2	3.48
S4	22:15	0.115 8	18:15	0.117 3	1.28
S5	22:30	0.111 5	18:15	0.114 1	2.27

5.233%,19:00—20:30 时段的不平衡度维持在 4% 以上,此时系统处于严重不平衡状态。由于考虑了 EV 充放电策略在不平衡治理中的作用,场景 S2—S5 中所有节点的电压不平衡度均下降至安全的 3% 以内,节点最大电压不平衡度分别为 2.356%、1.990%、2.519%、2.416%。其中,由于场景 S3 的充电功率集中在电价谷时段,场景 S3 在该时段各节点的不平衡度高于另外 4 个场景。在电价平时段,场景 S2—S5 最大不平衡度的大小顺序为 1.946% (场景 S4)>1.451% (场景 S2)>1.346% (场景 S5)>1.281% (场景 S3),符合该时段各场景的充电功率分布。

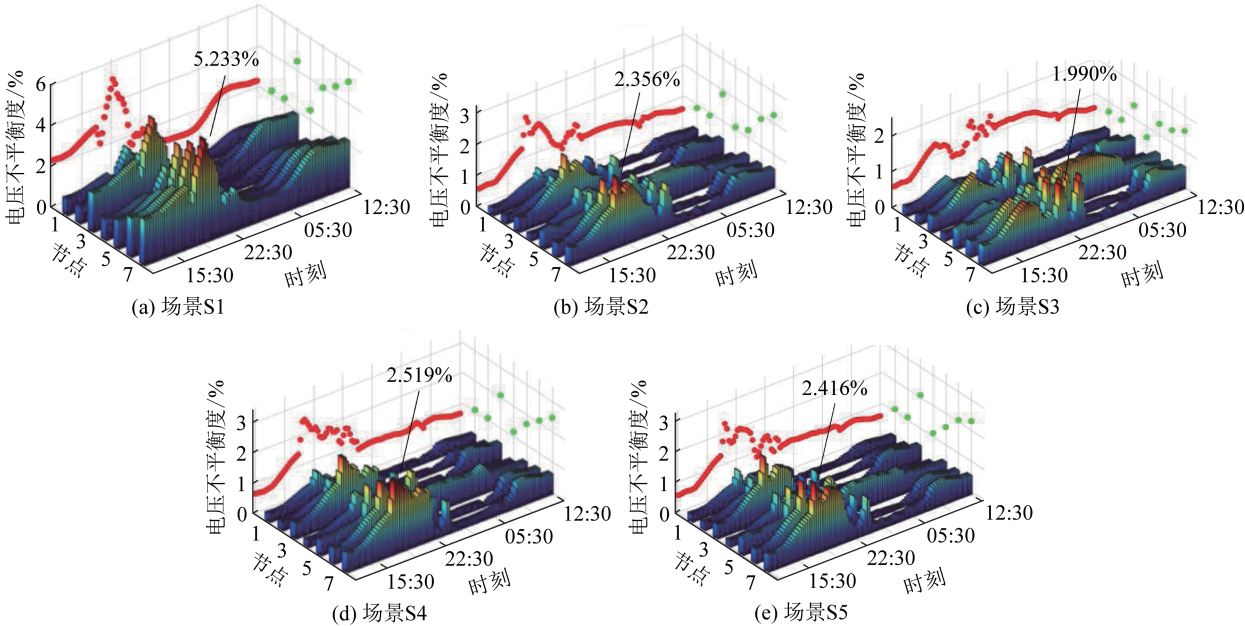


图 11 5 个场景的不平衡度
Fig. 11 Imbalance for five scenarios

非 EV 接入节点的不平衡度如表 3 所示,可以看出所提策略对非 EV 接入节点的不平衡治理有显著效果。此外,场景 S2 中多个节点的不平衡度略低于场景 S5,场景 S2、S5 的最大总不平衡度仅相差 1.8%。综上,本文所提的 EV 充放电策略在考虑运营商成本约束的情况下依然具有良好的电压不平衡治理效

果,与仅考虑不平衡指标以及用户收益相比,最大总不平衡度仅提升 8% 且最大不平衡度处于安全范围内。

4)不同场景供需双方的经济收益。

5 个场景中用户的总充电费用 C_{cs} 、补偿费用 γ_{dis} 、 γ_{cs} 以及人均充电费用 C_{per} 如表 4 所示。其中,场景 S3

表3 非EV接入节点的不平衡度
Table 3 Imbalance of non-EV access nodes

场景	不平衡度/%			
	节点3	节点5	节点8	节点11
S1	3.593	3.655	4.029	4.252
S2	2.208	2.215	2.260	2.288
S3	2.245	2.253	2.299	2.327

由于没有考虑运营商的成本约束,充电激励系数 k 及放电价格 e_{dis} 均为最大值,人均充电费用最小。场景S4由于没有考虑用户响应的积极性,响应容量有限且不平衡治理效果不佳,人均充电费用最大。场景S2在考虑了供需双方收益的情况下,人均充电费用相比场景S3仅上升4.33%,相比场景S4下降17.28%。而场景S5由于其不平衡指标低于场景S2,调度需求相对场景S2较小,人均充电费上升3.25%,相对场景S4下降14.58%。

表4 用户的充电费用
Table 4 Charging costs for users

场景	$C_{\text{cs}}/\text{元}$	$\gamma_{\text{dis}}/\text{元}$	$\gamma_{\text{cs}}/\text{元}$	$C_{\text{per}}/\text{元}$
S1	7 533.2			12.550
S2	6 109.2	361.31	96.536	7.222
S3	5 314.7	1 108.20	116.690	6.922
S4	6 367.9	179.72	92.499	8.730
S5	6 257.3	296.71	106.920	7.457

执行EV充放电策略后4个场景的用户充电满意度见表5。用户充电满意度包含了人均电池损耗成本 C_{SOH} 以及相较场景S1延长的充电时间 ΔT_{re} 。其中,电池损耗成本利用文献[33]提及的基于等效循环次数的电池损耗计算方法进行计算。

表5 用户充电满意度
Table 5 User charging satisfaction

场景	$C_{\text{SOH}}/\text{元}$	$\Delta T_{\text{re}}/(\text{h}/\text{车})$
S2	1.129	2.827
S3	1.491	4.943
S4	1.483	2.692
S5	1.047	2.443

从表5可以看出,场景S3作为考虑激励机制后响应容量最大的场景,其人均电池损耗以及每车延长充电时长均为最大值,场景S2的人均电池损耗及每车延长充电时长相较于场景S3分别下降24.3%、42.8%。场景S4由于放电深度最大,其电池损耗仅次于场景S3。在兼顾供需双方收益的前提下,由于场景S5对不平衡治理效果的要求低于场景S2,场景

S5所需的调度容量相对较小,其电池损耗以及每车延长充电时长均为最小值,相较于场景S2分别下降7.26%、13.6%。

结合表4中用户获取的补偿费用,可以得到运营商的成本及收益,如表6所示。 F_{sc} 表示运营商的调度收益。

表6 配电运营商的成本及收益
Table 6 Costs and Benefits for Distribution Operators

场景	$C_{\text{loss},0}/\text{元}$	$C_{\text{loss}}/\text{元}$	$\gamma/\text{元}$	$F_{\text{sc}}/\text{元}$
S1	3 293.7			
S2	3 293.7	2 825.3	457.85	10.560
S3	3 293.7	2 779.6	1 224.90	-710.840
S4	3 293.7	2 853.2	272.22	168.260
S5	3 293.7	2 839.0	403.63	51.081

可以看出,虽然场景S3具有最佳的不平衡治理效果,但是其激励成本 γ 为最大值,这是由于在最高激励价格的驱动下,场景S3的V2G参与度以及用户V2G收益为最大值,此时 γ 已经超过了网损变化量,运营商收益为负,充放电策略不具备经济性。场景S2中运营商在考虑了运营商成本约束对激励价格做出调整后,激励成本随着V2G参与度以及V2G收益的大幅度下降而跌落,运营商的收益由负转正,策略具备经济性;场景S5中运营商的调度收益相较于场景S2提升了384%,这是由于与场景S5相比,场景S2中运营商通过下调激励系数的同时上调放电价格的方式使得V2G参与度及V2G收益上升,实现激励成本进一步接近网损变化量,从而达到相对场景S5更好的不平衡治理效果。

综上所述,对于所提两阶段EV充放电策略的2种方案,与不考虑运营商成本约束的策略相比,方案2能在维持人均充电费用基本不变的情况下,有效降低配网的总不平衡度并使得调度策略更符合经济可行性原则,同时显著优化了用户满意度;与忽略用户响应积极性的策略相比,方案2具有更好的不平衡治理效果,同时用户充电费用以及电池损耗成本大幅度下降,验证了对放电深度进行合理配置的必要性。方案1则能满足运营商不同的不平衡治理需求,与方案2相比,在治理后总不平衡度相差不超过2%,人均调度收益在与方案2相差不超过3.5%的情况下,运营商收益提升3.84倍,并进一步提升了充电满意度指标。此外,方案1的参数设置过程更加简单高效。在实际应用过程中,运营商根据自身需求选择不同的充放电方案。

4.3 模型的鲁棒性验证

为了验证利用方案1进行参数配置的两阶段优化模型在不同的目标不平衡度下均能实现预期的不平衡治理效果,在场景S2优化后的最小总不平衡度0.112 2的基础上,以0.005 0为间距取3个目标总不平衡度0.117 2、0.122 2、0.127 2分别对应3组验证实验。同时,为了验证两阶段优化模型的鲁棒性,4组实验采用不同的用户充电行为数据。4组实验的调度参数以及仿真结果分别如表7、表8所示。 $d_{\text{sum,DA}}$ 、 $d_{\text{sum,ID}}$ 分别表示日前、日内阶段的系统总不平衡度。

表7 不同目标不平衡度的V2G参数
Table7 V2G parameters for different target imbalances

$d_{\text{sum,tv}}$	k	$e_{\text{dis}}/(\text{元/kWh})$	D
0.112 2	900	0.65	0.60
0.117 2	900	0.62	0.60
0.122 2	900	0.60	0.60
0.127 2	900	0.59	0.60

表8 两阶段模型的优化效果
Table 8 Optimization effects of the two-stage model

$d_{\text{sum,tv}}$	$d_{\text{sum,DA}}$	$d_{\text{sum,ID}}$	误差/%
0.112 2	0.113 1	0.114 3	1.871 0
0.117 2	0.117 7	0.118 7	1.280 0
0.122 2	0.121 9	0.123 3	0.901 0
0.127 2	0.126 6	0.127 6	0.314 4

可以看出,执行优化充放电策略以后,实际总不平衡度和目标总不平衡度的相对误差在2%以内。基于方案1的两阶段优化模型能满足配电运营商不同的不平衡治理需求。

4组验证实验中运营商的成本及收益如表9所示。可以看出,随着目标总不平衡度的下降,治理配网三相不平衡需要更多的响应容量,运营商需要支付更多的补偿费用,调度收益随之减少。

表9 4组验证实验的运营商成本及收益
Table 9 Operator costs and benefits of the 4 groups validation experiment

$d_{\text{sum,tv}}$	$C_{\text{loss}}/\text{元}$	$\Delta C_{\text{loss}}/\text{元}$	$\gamma/\text{元}$	$F_{\text{sc}}/\text{元}$
0.112 2	2 838.90	454.80	403.63	51.081
0.117 2	2 854.90	438.82	343.61	95.210
0.122 2	2 862.93	430.77	309.06	121.64
0.127 2	2 848.13	445.57	279.18	166.39

为了验证在风电机组出力不确定的情况下两阶段优化模型能实现预期的优化效果,分别取预测偏差系数 μ 为10%、20%、30%、40%、50%,设置5组鲁棒

性验证实验,目标总不平衡度取误差最大的0.113 6。不同预测偏差下的模型优化结果如表10所示。

表10 4组不同预测偏差下的模型优化结果
Table 10 Model optimization results under 4 sets of different prediction biases

$\mu/\%$	$d_{\text{sum,ID}}$	误差/%	$\gamma/\text{元}$
10	0.114 4	0.704 2	411.33
20	0.114 6	0.880 1	422.83
30	0.114 8	1.056 1	435.23
40	0.115 1	1.320 1	451.67
50	0.115 5	1.672 2	456.57

可以看出,随着 μ 增大,实际总不平衡度相对目标值的误差增大,运营商支付的补偿费用增加,这是因为风电出力预测偏差的增大导致三相电压偏差增大,运营商需要支付更多的补偿费用使不平衡度达到目标值,而误差依然控制在2%以内,没有超过运营商设置的误差阈值。

综上所述,基于方案1进行参数配置的EV充放电策略在面对不同目标不平衡度以及不同新能源出力的情况下具有鲁棒性。

5 结 论

1)与仅考虑不平衡治理指标的策略相比,基于两阶段优化的EV充放电策略治理后总不平衡度仅提升8%,而运营商实现了不平衡治理套利(运营商收益由-710.84元提升至10.56元),并且用户充电满意度指标分别提升了24.3%、42.8%,同时对放电深度的合理配置使得用户V2G参与度提升至16%,人均充电费用下降17.28%。

2)运营商可以根据不同的不平衡治理需求选择不同的参数配置方案,基于方案1的两阶段优化模型能实现预期的不平衡治理效果并且运营商获取的调度收益较高(相较方案2提升3.84倍);基于方案2的两阶段优化模型能实现配网整体不平衡度最小以及较高的用户充电满意度(相较方案1两项指标分别提升7.26%、13.6%);2种方案的人均充电费用相差3.25%。

3)基于方案1的两阶段优化模型在不同目标不平衡度以及不同新能源出力下,能够达到运营商预期的不平衡治理效果,相对误差控制在2%以内,所提EV充放电策略具有鲁棒性。

未来,本文的研究还可以将聚合商的服务费用纳入到两阶段优化模型的考虑因素中,同时进一步考虑结合光伏发电、储能系统的协同不平衡治理方案。

利益冲突声明 (Conflict of Interests):

所有作者声明不存在利益冲突。

作者贡献声明 (Authors' Contributions):

秦津宇进行了研究设计,建立模型并进行数据分析,提出本文的核心方法,设计论文框架,负责论文写作与修订;刘沈全确定研究对象范围,分析实验数据,参与设计论文框架,参与论文审核与修订;周渝究进行文献调研与整理,收集数据,参与论文撰写;梁远升参与设计论文框架以及论文修订;汪隆君参与设计研究思路、修订论文;王钢提出研究方向,参与修订论文、审核论文。所有作者均阅读并同意了论文终稿内容。

6 参考文献

- [1] 茆美琴,林晨,王吉文,等. 大规模电动汽车参与区域电网深度调峰的分层可交易能源控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(11): 4187-4201.
MAO Meiqin, LIN Chen, WANG Jiwen, et al. Hierarchical transactive energy control strategies for deep peak regulation in regional power grid with large-scale electrical vehicles [J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(11): 4187-4201.
- [2] 王晓姬,王道涵,王柄东,等. 电动汽车驱动/充电一体化系统及其控制策略综述[J]. 电工技术学报, 2023, 38(22): 5940-5958.
WANG Xiaoji, WANG Daohan, WANG Bingdong, et al. A review of drive-charging integrated systems and control strategies for electric vehicles [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(22): 5940-5958.
- [3] 李英量,白博旭,朱琦,等. 基于电动汽车充电站的不平衡配电网自愈及优化运行[J]. 电力建设, 2024, 45(6): 37-46.
LI Yingliang, BAI Boxu, ZHU Qi, et al. Self-healing and optimal operation of unbalanced distribution network based on electric vehicle charging station [J]. Electric Power Construction, 2024, 45(6): 37-46.
- [4] 李彬贤,李佳勇,海征,等. 基于多智能体深度强化学习的配电网三相不平衡在线治理方法[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(5): 1729-1741.
LI Binxian, LI Jiayong, HAI Zheng, et al. Online mitigation method for three-phase imbalance in distribution network based on multi-agent deep reinforcement learning [J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(5): 1729-1741.
- [5] 谢荣斌,杜帆,程湘,等. 三相不平衡及谐波对三相四线低压配电网线损的影响[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(21): 22-30.
XIE Rongbin, DU Fan, CHENG Xiang, et al. Influence of three-phase imbalance and harmonic on line loss of three-phase four-wire low-voltage distribution network [J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(21): 22-30.
- [6] 刘科研,贾东梨,王薇嘉,等. 考虑分布式光伏电源接入模式的低压配电网不平衡线损计算方法[J]. 电力建设, 2021, 42(10): 129-138.
LIU Keyan, JIA Dongli, WANG Weijia, et al. Calculation method of unbalanced line loss in low-voltage distribution network considering the access mode of distributed photovoltaic generation [J]. Electric Power Construction, 2021, 42(10): 129-138.
- [7] 姚伟,刘彦彦,于振江. 三相不平衡对配电变压器效率影响数学建模与分析[J]. 电力系统及其自动化学报, 2023, 35(10): 140-147.
YAO Wei, LIU Yanyan, YU Zhenjiang. Mathematical modeling and analysis of effect of three-phase unbalance on distribution transformer efficiency [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2023, 35(10): 140-147.
- [8] 李俊卿,张承志,何玉灵,等. 不平衡电压下励磁绕组匝间短路对同步调相机磁场及转子振动特性的影响[J]. 电工电能新技术, 2025, 44(1): 33-44.
LI Junqing, ZHANG Chengzhi, HE Yuling, et al. Influence of inter-turn short circuit of excitation winding on magnetic field and rotor vibration characteristics of synchronous condenser under unbalanced voltage [J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy, 2025, 44(1): 33-44.
- [9] 朱晗,汪隆君,陈志峰,等. 电动汽车充电站参与辅助服务的无功功率支撑能力评估[J]. 南方电网技术, 2025, 19(8): 11-19, 30.
ZHU Han, WANG Longjun, CHEN Zhifeng, et al. Assessment of reactive power support capability for electric vehicle charging station participating in auxiliary service [J]. Southern Power System Technology, 2025, 19(8): 11-19, 30.
- [10] ISLAM M R, LU H Y, HOSSAIN M J, et al. Optimal coordination of electric vehicles and distributed generators for voltage unbalance and neutral current compensation [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2021, 57(1): 1069-1080.
- [11] 郝丽丽,王国栋,王辉,等. 考虑电动汽车入网辅助服务的配电网日前调度策略[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(14): 35-43.
HAO Lili, WANG Guodong, WANG Hui, et al. Day-ahead scheduling strategy of distribution network considering electric vehicle-to-grid auxiliary service [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(14): 35-43.
- [12] 王鹤,汪瑶,边竞,等. 基于改进滚动时域法的大规模电动汽车接入电网双层实时调度策略[J]. 电网技术, 2025, 49(11): 4659-4669.
WANG He, WANG Yao, BIAN Jing, et al. A bi-level real-time dispatch strategy for large-scale electric vehicles into smart grid based on an improved rolling horizon method [J]. Power System Technology, 2025, 49(11): 4659-4669.
- [13] 卞海红,李灿,童宇轩. 共享储能模式下电动汽车充电站双层优化运行策略[J]. 电力工程技术, 2024, 43(5): 170-180.
BIAN Haihong, LI Can, TONG Yuxuan. Optimized operation strategy of electric vehicle charging stations in shared energy storage mode on two layers [J]. Electric Power Engineering Technology, 2024, 43(5): 170-180.
- [14] 张宇,何奇,王海亮,等. 基于改进出行链的电动汽车充电负荷预测及其对配电网的影响[J]. 电网与清洁能源, 2025, 41(3): 67-77.
ZHANG Yu, HE Qi, WANG Hailiang, et al. The spatial-temporal

- prediction of electric vehicle charging load based on optimized trip chain and its impacts on distribution networks [J]. *Power System and Clean Energy*, 2025, 41(3): 67-77.
- [15] 刘贵宇, 周霞, 戴剑丰, 等. 基于IDBO算法的电动汽车有序充放电控制策略[J]. *浙江电力*, 2025, 44(8): 34-43.
LIU Guiyu, ZHOU Xia, DAI Jianfeng, et al. A control strategy for orderly charging and discharging of electric vehicles based on IDBO [J]. *Zhejiang Electric Power*, 2025, 44(8): 34-43.
- [16] 张勇军, 林靖淳, 林衍扬. 基于交能耦合的电动汽车有序充放电策略[J]. *浙江电力*, 2025, 44(10): 112-120.
ZHANG Yongjun, LIN Jingchun, LIN Yanyang. An orderly charging/discharging strategy for electric vehicles based on power-traffic coupling [J]. *Zhejiang Electric Power*, 2025, 44(10): 112-120.
- [17] THEN J, AGALGAONKAR A P, MUTTAQI K M. Coordinated charging of spatially distributed electric vehicles for mitigating voltage rise and voltage unbalance in modern distribution networks [J]. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2023, 59(4): 5149-5157.
- [18] ISLAM M R, LU H Y, HOSSAIN J, et al. Multiobjective optimization technique for mitigating unbalance and improving voltage considering higher penetration of electric vehicles and distributed generation [J]. *IEEE Systems Journal*, 2020, 14(3): 3676-3686.
- [19] 姜涛, 吴成昊, 李雪, 等. 计及V2G主动支撑的输配协同日前-实时优化调度[J]. *电力系统自动化*, 2025, 49(10): 87-100.
JIANG Tao, WU Chenghao, LI Xue, et al. Transmission and distribution coordinated day-ahead and real-time optimal scheduling considering active support of vehicle-to-grid [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2025, 49(10): 87-100.
- [20] 陈凡, 庄志恒, 王曼, 等. 计及充电桩利用率均衡性的电动汽车两阶段调度优化[J]. *电力工程技术*, 2025, 44(6): 84-93.
CHEN Fan, ZHUANG Zhiheng, WANG Man, et al. Two-stage scheduling optimization for electric vehicles considering the balance of charging station utilization rate [J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2025, 44(6): 84-93.
- [21] 胡梦锴, 陈胜, 卫志农, 等. 考虑V2G参与意愿与充电需求的配电网-电动汽车协同优化研究[J]. *浙江电力*, 2025, 44(8): 3-14.
HU Mengkai, CHEN Sheng, WEI Zhinong, et al. Research on collaborative optimization of distribution network considering vehicle-to-grid and elastic queuing theory [J]. *Zhejiang Electric Power*, 2025, 44(8): 3-14.
- [22] 符杨, 孟祥浩, 苏向敬, 等. 考虑逆变器无功支撑和三相选择的不平衡主动配电网电动汽车有序充电控制[J]. *电力自动化设备*, 2020, 40(12): 1-12.
FU Yang, MENG Xianghao, SU Xiangjing, et al. Coordinated charging control of PEV considering inverter's reactive power support and three phase switching in unbalanced active distribution networks [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2020, 40(12): 1-12.
- [23] HUANG L P, CHEN D S, LAI C S, et al. A distributed optimization model for mitigating three-phase power imbalance with electric vehicles and grid battery [J]. *Electric Power Systems Research*, 2022, 210: 108080.
- [24] 舒征宇, 刘文灿, 李黄强, 等. 基于合作博弈与动态分时电价的电动汽车有序充放电策略[J]. *电力工程技术*, 2025, 44(3): 179-187.
SHU Zhengyu, LIU Wencan, LI Huangqiang, et al. An orderly charging and discharging strategy for electric vehicles based on cooperative game and dynamic time-of-use pricing [J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2025, 44(3): 179-187.
- [25] 夏鑫, 钟浩, 张磊, 等. 计及动态电价的电动汽车参与微电网调度双层优化策略[J]. *电力工程技术*, 2024, 43(3): 140-150.
XIA Xin, ZHONG Hao, ZHANG Lei, et al. A two-layer optimization strategy for electric vehicles participating in microgrid scheduling considering dynamic electricity prices [J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2024, 43(3): 140-150.
- [26] 张建宏, 赵兴勇, 王秀丽. 考虑奖励机制的电动汽车充电优化引导策略[J]. *电网与清洁能源*, 2024, 40(1): 102-108, 118.
ZHANG Jianhong, ZHAO Xingyong, WANG Xiuli. An optimization guidance strategy for electric vehicle charging considering the reward mechanism [J]. *Power System and Clean Energy*, 2024, 40(1): 102-108, 118.
- [27] CHEN S B, GUO Z W, YANG Z Y, et al. A game theoretic approach to phase balancing by plug-in electric vehicles in the smart grid [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2020, 35(3): 2232-2244.
- [28] ZHOU S Y, HAN Y, ZALHAF A S, et al. A novel stochastic multistage dispatching model of hybrid battery-electric vehicle-supercapacitor storage system to minimize three-phase unbalance [J]. *Energy*, 2024, 296: 131174.
- [29] 黄晶, 王秀丽, 邵成成, 等. 考虑新能源配网三相不平衡治理的电动汽车充电策略[J]. *电网技术*, 2024, 48(9): 3663-3672.
HUANG Jing, WANG Xiuli, SHAO Chengcheng, et al. Charging strategy of electric vehicles considering three-phase unbalance mitigation of distribution network with new energy [J]. *Power System Technology*, 2024, 48(9): 3663-3672.
- [30] 周玮, 徐从明, 杨丹霞, 等. P2P能源共享下考虑意愿动态调整的电动汽车群需求响应策略研究[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(21): 8217-8230.
ZHOU Wei, XU Congming, YANG Danxia, et al. Research on demand response strategy of electric vehicles considering dynamic adjustment of willingness under P2P energy sharing [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(21): 8217-8230.
- [31] 张玉敏, 于子涵, 叶平峰, 等. 计及N-1安全准则和低碳经济贡献度的电力系统优化规划[J]. *电力系统自动化*, 2025, 49(18): 33-42.
ZHANG Yumin, YU Zihan, YE Pingfeng, et al. Optimal planning of power system considering N-1 safety criteria and low-carbon economic contribution [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2025, 49(18): 33-42.
- [32] HOU H, WANG Y F, CHEN Y, et al. Long-time scale vehicle-to-grid scheduling strategy considering psychological effect based on Weber-Fechner law [J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2022, 136: 107709.
- [33] 黎博, 彭心富, 代伟, 等. 基于用户响应意愿结果导向的V2G参数配置策略及其优化调度应用[J]. *中国电机工程学报*,

- 2025, 45(11): 4201-4216.
- LI Bo, PENG Xinfu, DAI Wei, et al. User response-driven V2G parameter configuration strategy and its application on optimization scheduling [J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(11): 4201-4216.
- [34] 王胜成. 动力锂离子电池放电特性参数研究及性能评价[D]. 合肥: 安徽农业大学, 2023.
- WANG Shengcheng. Research on characteristic parameters and performance evaluation of power lithium-ion batteries [D]. Hefei: Anhui Agricultural University, 2023.
- [35] BARAN M E, WU F F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1989, 4(2): 1401-1407.
- [36] WANG Z Y, KIRSCHEN D, ZHANG B S. Accurate semidefinite programming models for optimal power flow in distribution systems [J/OL]. ArXiv: Optimization and Control. (2017-09-21) [2025-07-02]. <https://arxiv.org/pdf/1711.07853>.
- [37] 顾延勋, 林晓明, 廖雁群, 等. 计及电动汽车边缘计算的配电网与充电站分层运行优化方法[J]. 电力系统保护与控制, 2025, 53(6): 63-73.
- GU Yanxun, LIN Xiaoming, LIAO Yanqun, et al. Hierarchical operation optimization method for distribution networks and charging stations considering edge computing in electric vehicles [J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(6): 63-73.
- [38] 黄元清, 刘迪迪, 覃光锋, 等. 计及车主需求的电动汽车聚合商能量调度策略[J]. 南方电网技术, 2024, 18(10): 161-170.
- HUANG Yuanqing, LIU Didi, QIN Guangfeng, et al. Energy scheduling strategy for electric vehicle aggregators considering vehicle owners demands [J]. Southern Power System Technology, 2024, 18(10): 161-170.
- [39] ALAEE P, BEMS J, ANVARI-MOGHADDAM A. A review of the latest trends in technical and economic aspects of EV charging management[J]. Energies, 2023, 16(9): 3669.
- [40] 陈文哲, 孙海顺, 徐瑞林, 等. 电动汽车参与调频服务的云边融合分层调控技术研究[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(3): 914-927.
- CHEN Wenzhe, SUN Haishun, XU Ruilin, et al. Cloud-edge collaboration based hierarchical dispatch technology for EV participating in frequency regulation service[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(3): 914-927.
- [41] UK national grid demand data [EB/OL]. [2025-07-02]. <http://www.gridwatch.templar.co.uk/>.
- [42] 姚蓝霓, 李钦豪, 杨景旭, 等. 考虑电动汽车充放电支撑的配电系统综合无功优化[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(6): 39-47.
- YAO Lanni, LI Qin hao, YANG Jingxu, et al. Comprehensive reactive power optimization of power distribution and consumption system with support of electric vehicle charging and discharging [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(6): 39-47.
- [43] 李怡然, 张姝, 肖先勇, 等. V2G模式下计及供需两侧需求的电动汽车充放电调度策略[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(3): 129-135, 143.
- LI Yiran, ZHANG Shu, XIAO Xianyong, et al. Charging and discharging scheduling strategy of EVs considering demands of supply side and demand side under V2G mode[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(3): 129-135, 143.

收稿日期: 2025-07-09 修回日期: 2025-08-18

作者简介:

秦津宇(2001),男,硕士研究生,主要研究方向为电力系统运行与控制;

刘沈全(1990),男,博士,副教授,通信作者,主要研究方向为高压直流和柔性分频输电技术,E-mail:sqliu@scut.edu.cn;

周渝尧(2000),男,硕士研究生,主要研究方向为柔性直流输电保护与控制;

梁远升(1980),男,博士,副教授,主要研究方向为电力系统保护、控制和自动化;

汪隆君(1982),男,博士,讲师,主要研究方向为电力系统可靠性与规划等;

王钢(1966),男,博士,教授,主要研究方向为电力系统控制、保护与自动化、规划与可靠性。

(编辑 景贺峰)



秦津宇

附录 A

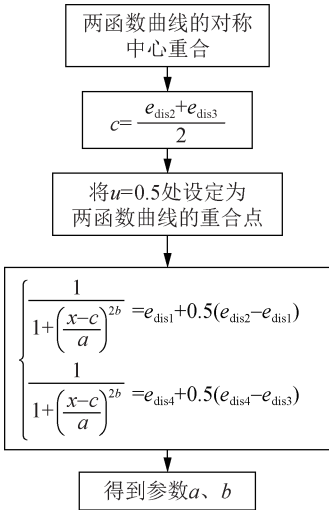


图 A1 钟型隶属度函数参数配置流程

Fig. A1 Flowchart for configuring the parameters of the bell-type affiliation function

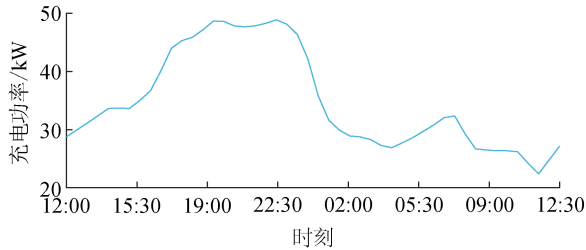


图 A2 单台风电机组预测出力曲线

Fig. A2 Predicted output curve for a single wind turbine

表 A1 输入变量的模糊子集

Table A1 Fuzzy subsets of input variables

输入变量	模糊子集	模糊语义
充电价格	$\{e_L, e_M, e_H\}$	$e_L、e_M、e_H$ 分别表示充电价格低、适中、高
充电激励系数	$\{k_L, k_M, k_H\}$	$k_L、k_M、k_H$ 分别表示充电激励系数低、适中、高
放电价格	$\{e_{\text{dis}L}, e_{\text{dis}M}, e_{\text{dis}H}\}$	$e_{\text{dis}L}、e_{\text{dis}M}、e_{\text{dis}H}$ 分别表示放电价格低、适中、高
放电深度	$\{D_L, D_M, D_H\}$	$D_L、D_M、D_H$ 分别表示低放电深度、放电深度适中、高放电深度
停摆时间	$\{T_{\text{re}L}, T_{\text{re}M}, T_{\text{re}H}\}$	$T_{\text{re}L}、T_{\text{re}M}、T_{\text{re}H}$ 分别表示充电紧迫度低、适中、高

表 A2 输入变量的模糊化语言

Table A2 Fuzzification language for input variables

变量	模糊语言
充电价格 e	低(L); 适中(M); 高(H)
充电激励系数 k	低(L); 适中(M); 高(H)
放电价格 e_{dis}	低(L); 适中(M); 高(H)
放电深度 D	低(L); 适中(M); 高(H)
停摆时间 T_{re}	低(L); 适中(M); 高(H)

表 A3 第一层 MFIS 模型的模糊规则库
Table A3 Fuzzy rule base for layer 1 MFIS models

充电价格 e	充电激励系数 k	停摆时间 T_{re}	选择参与意愿 W	充电价格 e	充电激励系数 k	停摆时间 T_{re}	选择参与意愿 W
L	L	L	L	H	M	M	M
M	L	L	L	L	H	M	M
H	L	L	L	M	H	M	M
L	M	L	L	H	H	M	H
M	M	L	L	L	L	H	L
H	M	L	L	M	L	H	M
L	H	L	L	H	L	H	H
M	H	L	L	L	M	H	M
H	H	L	L	M	M	H	H
L	L	M	L	H	M	H	H
M	L	M	L	L	H	H	H
H	L	M	L	M	H	H	H
L	M	M	L	H	H	H	H
M	M	M	M				

表 A4 第二层 MFIS 模型的模糊规则库
Table A4 Fuzzy rule base for layer 2 MFIS models

充电价格 e	放电价格 e_{dis}	放电深度 D	停摆时间 T_{re}	选择参与意愿 W	充电价格 e	放电价格 e_{dis}	放电深度 D	停摆时间 T_{re}	选择参与意愿 W
L	L	L	L	L	M	L	H	H	L
L	L	L	M	L	M	M	L	L	L
L	L	L	H	M	M	M	L	M	H
L	L	M	L	L	M	M	L	H	H
L	L	M	M	L	M	M	M	L	L
L	L	M	H	L	M	M	H	H	M
L	L	H	L	L	H	L	L	L	L
L	L	H	M	L	H	L	L	M	M
L	L	H	H	L	H	L	L	H	H
L	M	L	L	L	H	L	M	L	L
L	M	L	M	M	H	L	M	M	M
L	M	L	H	M	H	L	M	H	M
L	M	M	L	L	H	L	H	L	L
L	M	H	H	L	H	L	H	M	L
M	L	L	L	L	H	L	H	H	L
M	L	L	M	M	H	M	L	L	L
M	L	L	H	M	H	M	L	M	H
M	L	M	L	L	H	M	L	H	H
M	L	M	M	M	H	M	M	L	L
M	L	M	H	M	H	M	M	M	M
M	L	H	L	L	H	H	H	H	H
M	L	H	M	L					

表 A5 各聚合商管辖的电动汽车种类及占比
Table A5 Types and percentage of electric vehicles under the jurisdiction of each aggregator

聚合商	位置	吉利星愿占比/%	比亚迪秦占比/%	特斯拉占比/%
1	7A	0	40	60
2	9A	30	0	70
3	9B	0	40	60
4	9C	20	20	60
5	10B	10	20	70
6	10C	30	10	60

表 A6 用户充电行为数据参数
Table A6 User charging behavior data parameters

EV 类型	并网时间/h	设定离网时间/h	初始电量/%	期望电量/%	初始比例/%
I 类车	$N(18,2^2)$	$N(8,2^2)$	$U(40,50)$	$U(80,90)$	40
II 类车	$N(18,2^2)$	$N(24,2^2)$	$U(40,50)$	$U(80,90)$	60

表 A7 分时充放电价格
Table A7 Time charge and discharge price 元/kWh

时段类型	时段	充电价格	放电价格
谷时段	00:00—08:00	0.34	
峰时段	08:00—12:00; 17:00—21:00	1.20	0.96
平时段	12:00—17:00; 21:00—24:00	0.80	0.30

表 A8 隶属度函数参数
Table A8 Parameters of the affiliation function

参数	数值	参数	数值	参数	数值
$e_{dis1}/(\text{元/kWh})$	0.292 4	k_1	0.206 0	T_{re1}/h	3
$e_{dis2}/(\text{元/kWh})$	0.392 6	k_2	0.400 0	T_{re2}/h	5
$e_{dis3}/(\text{元/kWh})$	0.661 1	k_3	0.597 3	T_{re3}/h	10
$e_{dis3}/(\text{元/kWh})$	0.888 0	k_4	0.701 0	T_{re4}/h	12