

基于等效负荷实时电价和节点实时电价引导的 电动汽车时空优化调度

骆徐¹, 程静^{1,2}, 王李鑫¹, 鲜泽洲³

(1. 新疆大学电气工程学院, 新疆维吾尔自治区 乌鲁木齐市 830017;

2. 可再生能源发电与并网控制教育部研究中心(新疆大学), 新疆维吾尔自治区 乌鲁木齐市 830017;

3. 国网新疆电力有限公司乌鲁木齐供电公司, 新疆维吾尔自治区 乌鲁木齐市 830063)

Spatio-temporal Optimal Scheduling of Electric Vehicles Based on Equivalent Load Real-time Tariff and Node Real-time Tariff Guidance

LUO Xu¹, CHENG Jing^{1,2}, WANG Lixin¹, XIAN Zezhou³

(1. School of Electrical Engineering, Xinjiang University, Urumqi 830017, Xinjiang Uygur Autonomous Region, China;

2. Engineering Research Center of Education Ministry for Renewable Energy Power Generation and Grid Technology (Xinjiang University), Urumqi 830017, Xinjiang Uygur Autonomous Region, China;

3. Urumqi Power Supply Company, State Grid Xinjiang Power Company Limited, Urumqi 830063,
Xinjiang Uygur Autonomous Region, China)

ABSTRACT: Aiming at the problems of low new energy consumption rate, increased EV charging network loss, and distribution network node heavy load under the disordered charging of large-scale electric vehicles (EVs), a proactive EV spatiotemporal optimal dispatch strategy based on the guidance of equivalent load real-time tariff and node real-time tariff is proposed. First, equivalent load real-time tariff is developed from base load, wind power, and photovoltaic power to guide the charging and discharging of Type I EV clusters responsive to active EVs in the time dimension. Second, based on the equivalent load real-time tariff, the node real-time tariff is formulated by considering the node network loss sensitivity and the node load ratio to guide the Type II EV users, who are also responsive in the spatial dimension, to select the charging and discharging nodes. A distributed grid in Jiangsu Province containing wind and solar energy is used as a simulation. This strategy can realize the stepwise utilization of EV clusters, which is of great significance to enhancing the rate of new energy consumption, reducing the charging network loss, and ensuring the security of the distribution network.

KEY WORDS: electric vehicle; equivalent load real-time tariff; node real-time tariff; mixed-integer second-order cone programming; spatio-temporal optimal dispatch

摘要: 针对大规模电动汽车(electric vehicle, EV)无序充电下, 导致新能源消纳率较低、EV充电网损增大和配电网节点重载的问题, 提出一种基于等效负荷实时电价和节点实时电价引导的阶梯式电动汽车时空优化调度策略。首先, 由基础负荷、风电和光伏预测值制定等效负荷实时电价, 引导在时间维度上响应积极的I型EV集群充放电。其次, 基于等效负荷实时电价, 综合考虑节点网损灵敏度和节点负载率, 制定节点实时电价, 指引在空间维度上也响应积极的II型EV用户选择充放电节点。以含风光的江苏某分布式电网为仿真对象展开研究, 该策略能够实现EV集群的阶梯式利用, 对提升新能源消纳率、降低充电网损和保证配电网的安全经济运行具有重要意义。

关键词: 电动汽车; 等效负荷实时电价; 节点实时电价; 混合整数二阶锥规划; 时空调度

DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2024.1417

0 引言

随着用电侧电能替代的推进, 电动汽车(electric vehicle, EV)逐年增长^[1], 其大规模入网无序充电会加重配电网负担, 导致配电网输电网损增大、节点重载或过载^[2-3], 不利于电网安全经济运行。同时, 随着发电侧风电、光伏等新能源渗透率的不断增大, 其发电的随机性、波动性增大, 给传统调频机组调度带来较大压力, 导致新能源消纳率较低^[4-5]。因此, 为降低EV充电网损、配电网节点负载压力和增大新能源消纳, 制定考虑新能源消纳和EV充

基金项目: 新疆维吾尔自治区重大专项项目(2022A01001-4); 国家重点研发项目(2021YFB1506902)。

Project Supported by Xinjiang Uygur Autonomous Region Major Special Project (2022A01001-4) and National Key Research & Development Program of China (2021YFB1506902).

电位置引导的优化调度策略是目前及以后研究的重点方向。

EV 兼具可控负荷和移动储能特性，规模化入网参与电网调度能够有效消纳新能源和提升电网运行安全性和经济性^[6-8]。文献[9]考虑 EV 用户行为，对 EV 集群可控容量进行预测后参与需求侧放电竞价，有效削峰填谷，减少用户充电费用。文献[10]根据分时电价引导 EV 进行有序充放电，实现减小负荷曲线峰谷差和降低用户的用电成本的目标。文献[11]利用分时电价引导充储放一体站与 EV 互动，建立以充储放一体站为主的主从博弈模型，降低了 EV 充电负荷对电网的冲击、用户充电费用和增大充电站收益。文献[12]根据用户停泊时长划分 2 类用户，以双重电价引导用户充放电，降低风光出力波动。文献[13]在现有分时电价机制上，根据等效负荷曲线，新增凹谷与尖峰电价时段吸引 EV 用户参与调度，在降低用户充电费用的同时增大新能源消纳。文献[14]基于时变电价引导用户充电转移，有效提升专用变压器利用率和实现 EV 充电负荷空间转移。文献[15]考虑 EV 空间可调度性和负荷分布，引导 EV 进行有序快充，提升配电网负荷均衡性。文献[9-11]通过分时电价引导，仅考虑优化配电网峰谷差和相关主体的收益，未进一步考虑发挥 EV 对新能源的消纳作用，也未考虑对用户充电位置优化、进一步减少充电网损和节点重载情况。文献[12-13]通过分时电价引导 EV 消纳风光波动，但未进一步考虑配电网输电经济性和承载能力，从而对 EV 空间调度。文献[14-15]考虑了配电网负荷分布，利用时变电价对 EV 进行空间调度，但未引导 EV 对发电侧新能源进行消纳，也未考虑充电网损分布。因此，在制定电价对用户进行调度时，不仅需要考虑发电侧新能源波动情况，也需要考虑用电侧配电网输电经济性和节点负载情况，进而引导用户选择合适充电节点。

综合上述问题，本文将 EV 分成 3 类：无序 EV、I 型 EV 和 II 型 EV。无序 EV 是指充电随机且不参与调度的 EV 集群；I 型 EV 是指在空闲时间里愿意接入充电桩，交由 EV 集群运营商代为充电管理的 EV 集群；II 型 EV 是指在 I 型 EV 中，愿意进一步调整自身充电节点选择的 EV 集群；提出了一种基于等效负荷实时电价 (equivalent load real-time tariff, ELRTT) 和节点实时电价 (node real-time tariff, NRRT) 阶梯式引导的电动汽车时空优化调度策略。首先，考虑基础负荷、风电和光伏发电波动制定 ELRTT，引导在时间维度上响应积极的 I 型 EV 有

序充放电，实现包含 I 型 EV 用户充电费用和新能源消纳的多目标函数成本优化；其次综合考虑节点网损和负载率形成节点补贴指标，基于 ELRTT，建立 NRRT，指引在空间维度上响应积极的 II 型 EV 选取充电节点，以 II 型 EV 充电费用最低为目标函数，实现 II 型 EV 用户主动前往网损和负载率均较小的配电网节点充电。通过 2 类电价对响应程度不同的 EV 集群分别引导，既考虑用户参与意愿、有效提高 EV 利用率；又有助于电网安全、绿色和经济运行，实现了 EV 用户和电网的友好互动。

1 EV 参与的时空调度模型

基于 ELRTT 和 NRRT 引导的电动汽车时空优化调度模型如图 1 所示。首先，EV 集群运营商实时计算并上报 I 型 EV 的可调度能力模型，同时对无序充 EV 的充电负荷预测，与调度中心进行高效信息交互。时间优化调度时，调度中心根据风电、光伏、基础负荷制定的 ELRTT，结合 I 型 EV 可调度能力模型和电源出力等约束条件，以 I 型 EV 充电费用、火电运行成本最低等形成多目标函数，对电网内资源进行综合调度，兼顾引导 I 型 EV 充放电。然后 EV 集群运营商由调度中心的充放电指令和 II 型 EV 空闲状态，实时计算 II 型 EV 可调度数量并上报给配电网运营商。空间优化调度时，配电网运营商在 ELRTT 价格的基础上，根据节点网损灵敏度 (node network loss sensitivity, NNLS) 和节点负载率 (node load ratio, NLR) 制定 NRRT，结合配电网潮流约束和 II 型可调度 EV 数量等约束，以 II 型 EV 用户充电费用最低为目标函数，求解各配电网节点 II 型 EV 数量分布。

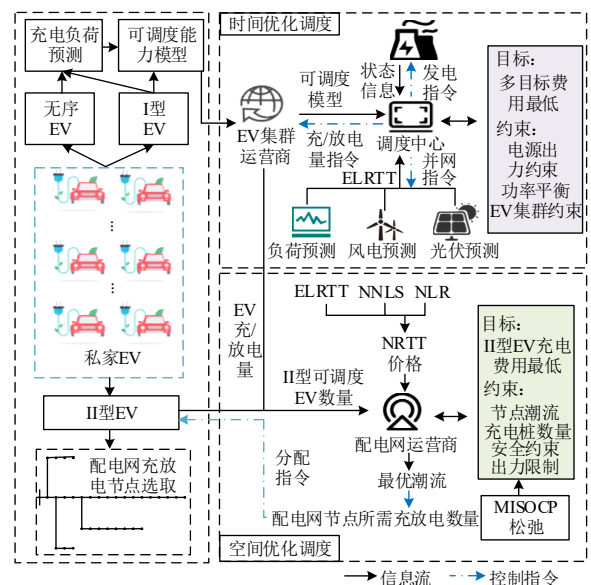


图 1 总体模型
Fig. 1 Overall model

该模型优势如下：

1) 该模型引入 EV 集群运营商作为中介，实时计算和上报各时段各类型 EV 集群可调度能力模型，既降低调度中心和配电网运营商计算维度和管理压力，也保证调度模型的精确性。

2) 通过 ELRTT 和 NRTT 对响应程度不同的 EV 集群分开引导，实现了对 EV 集群的阶梯式利用，有效提高 EV 集群利用率。

3) 通过双重电价设定，ELRTT 考虑新能源波动，引导 I 型 EV 时间调度；NRTT 考虑节点网损和 NLR，引导 II 型 EV 空间调度。通过考虑不同运行因素，设定相应电价，不仅有助于电网绿色运行，还能进一步提升其运行安全性和经济性。

2 I 型 EV 参与的时间调度模型

2.1 I 型 EV 模型

EV 集群运营商实时收集私家 EV 用户出行时空信息和车辆信息，同时根据用户对时间调度的响应意愿，划分各类型 EV 集群，与调度中心进行高效信息交互。EV 集群运营商实时计算用户出行信息，由闵可夫斯基和^[16]形成 I 型 EV 可调度能力模型如式(1)所示。

$$\begin{cases} E_t^{\text{ev}} = \sum_{j=1}^{J^m} Y_{j,t} E_{j,t-1}^{\text{ev}} + (\eta^c P_t^c - P_t^d / \eta^d) \Delta t + \Delta E_t^{\text{ev}} \\ \Delta E_t^{\text{ev}} = \sum_{j=1}^{J^m} (Y_{j,t}^2 - Y_{j,t} Y_{j,t-1}) E_j^{\text{in}} - (Y_{j,t-1}^2 - Y_{j,t-1} Y_{j,t}) E_j^{\text{ou}} \\ 0 \leq P_t^c \leq \sum_{n=1}^{J^m} Y_{j,t} P_j^{\text{cm}} \\ 0 \leq P_t^d \leq \sum_{n=1}^{J^m} Y_{j,t} P_j^{\text{dm}} \\ P_t^c P_t^d = 0 \\ \sum_{j=1}^{J^m} Y_{j,t} E_j^{\text{min}} \leq E_t^{\text{ev}} \leq \sum_{j=1}^{J^m} Y_{j,t} E_j^{\text{max}} \end{cases}, t \in T \quad (1)$$

式中： T 为调度总时长； E_t^{ev} 为 I 型 EV 集群实时电量； $Y_{j,t}$ 为第 j 辆 EV 状态，取 1 时为空闲状态，可参与时间调度；取 0 时为忙碌状态，不参与时间调度； $E_{j,t-1}^{\text{ev}}$ 为第 j 辆 EV 在 $(t-1)$ 时段电量； η^c 和 η^d 分别为充、放电系数； P_t^c 和 P_t^d 分别为 I 型 EV 充、放电功率； ΔE_t^{ev} 为 EV 集群阶跃电量； E_j^{in} 和 E_j^{ou} 分别为第 j 辆 EV 在 t 时段入网、离网电量； P_j^{cm} 和 P_j^{dm} 分别为第 j 辆 EV 额定充、放电功率； E_j^{min} 和 E_j^{max} 分别为第 j 辆 EV 期望的最低、最高电量。

2.2 I 型 EV 引导策略

典型的电价机制包括分时电价、实时电价等^[17]。分时电价根据用电负荷的谷、平以及峰时段制定谷、平和峰电价，优点为简单、快捷，但难以实时追踪负荷变化；实时电价根据供需关系变化，滚动制定电价以实时调节负荷，比分时电价更为灵活。但是对于新型电力系统而言，从“源随荷动”转变为“源荷互动”，供需关系变化更为复杂，传统的根据负荷变化制定的实时电价引导 EV 充放电、其消纳新能源的效果并不理想，因此本文在现有电价机制上，考虑等效负荷波动，提出 ELRTT，优化系统运行状态。等效负荷定义如下：

$$P_t^{\text{eq}} = P_t^{\text{lo}} - P_t^{\text{wma}} - P_t^{\text{pma}} \quad (2)$$

式中： P_t^{eq} 为在 t 时段的等效负荷值； P_t^{lo} 为 t 时段基础负荷值； P_t^{wma} 为风电在 t 时段发电功率； P_t^{pma} 为光伏在 t 时段发电功率。

本文所提 ELRTT 设定：当等效负荷值较小时，即新能源发电较多时，制定的 ELRTT 价格较低，期望 I 型 EV 选择充电；在等效负荷较高时，即新能源发电较少时，期望 I 型 EV 选择放电；同时，在基础负荷高峰期，放电价格为充电价格 2 倍，期望 I 型 EV 能积极放电响应，降低火电机组调度压力。因此，ELRTT 制定机制如下：

$$\rho_{d,t} = \begin{cases} k_0 \rho_g + k_1 P_t^{\text{eq}}, t \in T_g \\ k_0 \rho_p + k_1 P_t^{\text{eq}}, t \in T_p \\ 2(k_0 \rho_f + k_1 P_t^{\text{eq}}), t \in T_f \end{cases} \quad (3)$$

$$\rho_{c,t} = \begin{cases} k_0 \rho_g + k_1 P_t^{\text{eq}}, t \in T_g \\ k_0 \rho_p + k_1 P_t^{\text{eq}}, t \in T_p \\ k_0 \rho_f + k_1 P_t^{\text{eq}}, t \in T_f \end{cases} \quad (4)$$

式中： $\rho_{d,t}$ 和 $\rho_{c,t}$ 分别为 t 时段放、充电价格； k_0 为分时电价系数； k_1 为等效负荷系数； ρ_g 、 ρ_p 和 ρ_f 分别为分时电价的谷时段电价、平时段电价和峰时段电价； T_g 、 T_p 和 T_f 分别为相应电价对应的谷、平和峰时段。

2.3 时间维度目标函数

分布式电网制定 ELRTT，引入 I 型 EV 参与调度，是希望增加新能源消纳率和降低火电机组运营成本；同时，I 型 EV 在空闲时间接受 ELRTT 引导，是期望充电费用最大程度降低。因此，调度中心作为电力并网调度控制中心，考虑双方期望，以多目标函数成本最低为目的进行调度。总目标函数为

$$\min E \left\{ \sum_{t=1}^T \left[\sum_{k=1}^K F(P_{k,t}) + \sum_{k=1}^K F(P_{k,t}^c) + U_t + F_t^a \right] \right\} \quad (5)$$

具体模型见式(6)。

$$\begin{cases} F(P_{k,t}) = a_{k,t}P_{k,t}^2 + b_{k,t}P_{k,t} + c_{k,t} \\ F(P_{k,t}^c) = a_{k,t}^cP_{k,t}^2 + b_{k,t}^cP_{k,t} + c_{k,t}^c \\ U_t = \rho_{c,t}P_t^c\Delta t - \rho_{d,t}P_t^d\Delta t \\ F_t^a = \sigma_w\Delta P_t^w\Delta t + \sigma_p\Delta P_t^p\Delta t \end{cases} \quad (6)$$

式中： $\min E\{\}$ 为所求目标函数的最低数学期望； $F(P_{k,t})$ 和 $F(P_{k,t}^c)$ 分别为 t 时段火电机组煤耗成本、废气处理成本； U_t 为 t 时段 I 型 EV 参与调度充电费用； F_t^a 为 t 时段弃新能源惩罚费用； $a_{k,t}$ 、 $b_{k,t}$ 和 $c_{k,t}$ 为机组 k 在 t 时段的燃料成本特性曲线系数； $P_{k,t}$ 为火力发电机组 k 在 t 时段发出的有功功率； $a_{k,t}^c$ 、 $b_{k,t}^c$ 和 $c_{k,t}^c$ 为火力发电机组 k 在 t 时段的废气处理系数； σ_w 为弃风惩罚价格； ΔP_t^w 为风力发电机组在 t 时段弃风电量； σ_p 为弃光惩罚价格； ΔP_t^p 为光伏发电机组在 t 时段弃光电量； Δt 为计算时间间隔。

2.4 考虑 I 型 EV 的约束条件

约束条件主要包含 3 类：电源出力约束、I 型 EV 出力约束以及运行约束条件。电源出力约束条件为

$$\begin{cases} P_k^{\min} \leq P_{k,t} \leq P_k^{\max} \\ -R_k^{\text{do}} \leq P_{k,t+1} - P_{k,t} \leq R_k^{\text{up}} \\ 0 \leq P_t^w \leq P_t^{\text{wma}} \\ 0 \leq P_t^p \leq P_t^{\text{pma}} \end{cases} \quad (7)$$

式中： P_k^{\min} 、 P_k^{\max} 分别为机组最小、最大有功出力； R_k^{do} 、 R_k^{up} 分别为机组最大下调、上调有功功率； P_t^w 为风电在 t 时段并网功率； P_t^p 为光伏在 t 时段并网功率。

I 型 EV 出力约束为

$$\begin{cases} \text{式(1)} \\ \sum_{t=1}^T (P_t^c\Delta t - P_t^d\Delta t) = E^{\text{ho}} \end{cases} \quad (8)$$

式中： E^{ho} 为 I 型 EV 用户参与调度结束后期望电量。

运行约束条件为

$$\sum_{k=1}^K P_{k,t} + P_t^d + P_t^w + P_t^p = P_t^c + P_t^{\text{lo}} + P_t^{\text{nec}} \quad (9)$$

式中： P_t^{nec} 为无序 EV 在 t 时段无序充电功率。

3 II 型 EV 参与的空间调度模型

3.1 EV 集群和 I、II 型 EV 关系

但随着能源消费侧的低碳转型，EV 用户的不断增长，ELRTT 只能引导在时间维度响应积极的 EV 集群，空间层面若不加以引导，可能导致配电网

网局部节点重载、过载或是相关节点充电网损增大，不利于配电网安全经济运行，因此，考虑对空间调度响应积极的 II 型 EV 加以利用是十分必要的。EV 集群和 I、II 型 EV 关系见图 2。

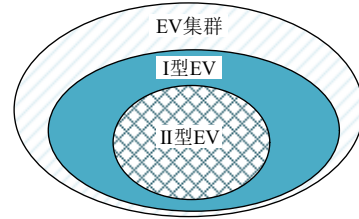


图 2 EV 集群和 I、II 型 EV 关系

Fig. 2 EV clusters and type I and II EV relationships

3.2 II 型 EV 引导策略

空间调度针对配电网运行经济性指标和安全性指标，综合考虑节点网损和 NLR，制定 NRTT 引导 II 型 EV 用户选取充放电节点。

1) 经济性指标。

为快速计算节点经济性，引入 NNLS 指标，由预测精度较高的基础负荷离线计算。当 NNLS 越高，在此节点充电，网损越高；NNLS 越低，在此节点充电，网损越低^[18]。

$$S_{n,\text{lo},t} = \frac{\partial L}{\partial P} = \frac{L_{n,t+1} - L_{n,t}}{P_{n,t+1} - P_{n,t}} \quad (10)$$

式中： $S_{n,\text{lo},t}$ 为节点 n 在 t 时段的网损灵敏度， $L_{n,t}$ 为节点 n 在 t 时段的网损； $L_{n,t+1}$ 为节点 n 在 $(t+1)$ 时段的网损； $P_{n,t}$ 为节点 n 在 t 时段注入的有功功率； $P_{n,t+1}$ 为节点 n 在 $(t+1)$ 时段注入的有功功率。

2) 安全性指标。

NLR 定义如下。

$$\gamma_{n,t} = P_{n,t}^w / P_n^{\text{max}} \quad (11)$$

式中： $\gamma_{n,t}$ 为节点 n 在 t 时段的负载率； $P_{n,t}^w$ 为节点 n 在 t 时段承受的原负荷有功功率量； P_n^{max} 为节点 n 最大负载量。

当 $\gamma_{n,t} > \gamma^{\text{H}}$ 时，标记为重载时段， γ^{H} 取 0.75； $\gamma_{n,t} > 1$ 时，标记为过载时段^[19]。长期重载和过载运行会加速线路老化、提高故障概率，不利于配电网安全稳定运行^[20]，重载和过载示意图见图 3。

3) NRTT 机制。

配电网中，NNLS 和 NLR 是衡量经济性和安全性的 2 个重要指标，但两者不具线性相关性。如果仅考虑经济性指标，引导 II 型 EV 在 NNLS 较低的节点充电，而该节点负载率已接近重载，大量 EV 在此节点充电的情况下，会导致该节点重载，甚至过载，不利于电网安全稳定运行，因此综合考虑节点安全性和经济性指标，创建节点补贴指标如下。

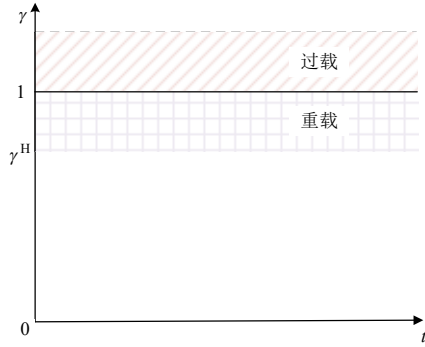


图3 重载和过载示意图

Fig. 3 Schematic diagram of heavy load and overload

$$\begin{cases} c_{n,t} = \begin{cases} 1, \gamma_{n,t} \geq \gamma^H \\ 0, \gamma_{n,t} < \gamma^H \end{cases} \\ r_n = \sum_t c_{n,t} / T \\ \gamma_{n,t}^{\text{de}} = \begin{cases} \gamma_{n,t} - \gamma^{\text{mi}}, r_n < 50\% \\ \gamma_{n,t}, r_n \geq 50\% \end{cases} \\ \beta_{n,t} = k_3(\lambda_s S_{n,\text{lo},t} + \lambda_4 \gamma_{n,t}^{\text{de}}) \end{cases} \quad (12)$$

式中： $c_{n,t}$ 为节点 n 在 t 时段的重载标记； r_n 为节点 n 日内重载时间占比； $\gamma_{n,t}^{\text{de}}$ 为节点 n 在 t 时段的折算NLR； $\beta_{n,t}$ 为节点 n 在 t 时段节点补贴指标； γ^{mi} 为最低负载率； k_3 为补贴系数； λ_s 为NNLS加权系数； λ_4 为NLR加权系数。

针对引导II型EV空间调度的NRTT，由ELRTT和考虑了配电网安全性和经济性指标的 $\beta_{n,t}$ 形成。

在NNLS和NLR均较低的节点，充电和放电价格均较低，期望II型EV在该节点多充电；在NNLS或NLR较高的节点，充电价格 $\rho_{n,t}^c$ 和放电价格 $\rho_{n,t}^d$ 均较高，期望II型EV在该节点多放电。NRTT制定如式(13)所示。

$$\rho_{n,t} = \begin{cases} \rho_{n,t}^c = (1 - k_4)\rho_{c,t} + k_4\rho_t\beta_{n,t} / \beta^{\text{max}} \\ \rho_{n,t}^d = \rho_{d,t} + k_5\rho_t\beta_{n,t} / \beta^{\text{max}} \end{cases} \quad (13)$$

式中： k_4 为充电补贴系数； k_5 为放电补贴系数； β^{max} 为最大节点补贴。

3.3 空间维度目标函数

经模拟计算后，用户参与空间调度的运行成本和时间成本较低，可忽略。因此，考虑II型EV参与空间调度的目标函数如下。

$$f_s = \min E \left[\sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^{N_1} (\rho_{n,t} P_{n,\text{ev},t}^{\text{all}}) \right] \quad (14)$$

式中： $P_{n,\text{ev},t}^{\text{all}}$ 为节点 n 在 t 时段的II型EV总充电负荷。

3.4 考虑II型EV的约束条件

配电网的每个节点应满足以下约束条件：1) 节点有功功率平衡约束；2) 节点无功功率平衡约束。

$$\begin{cases} P_{n,G,t}^w - P_{n,\text{lo},t}^w - P_{n,D,t}^w - H_{\text{se}} R_{\text{se}} = 0 \\ P_{n,\text{lo},t}^w = P_{n,\text{evc},t}^{w1} + P_{n,\text{evc},t}^{w2} + P_{n,l,t}^{w1} - P_{n,\text{evd},t}^{w1} - P_{n,\text{evd},t}^{w2} + P_{n,t}^{\text{nec}} \\ Q_{n,G,t}^w - Q_{n,l,t}^w - Q_{n,D,t}^w - H_{\text{se}} X_{\text{se}} = 0 \\ J_c = J_s - 2(R_{\text{se}} P_{n,D,t}^w + X_{\text{se}} Q_{n,D,t}^w) + H_{\text{se}} (R_{\text{se}}^2 + X_{\text{se}}^2) \\ H_{\text{se}} = (P_{n,D,t}^2 + Q_{n,D,t}^2) / J_s \end{cases} \quad (15)$$

式中： $P_{n,G,t}^w$ 为节点 n 在 t 时段注入节点 n 的总有功功率； $P_{n,\text{lo},t}^w$ 为节点 n 在 t 时段的负荷功率； $P_{n,D,t}^w$ 为在节点 n 在 t 时段传输到下一节点总有功功率； H_{se} 和 J_s 均为二阶锥优化变量^[21]， $H_{\text{se}} = I_{\text{se}}^2$ ， $J_s = V_s^2$ ，松弛和精准性证明见附录A； R_{se} 为支路电阻； $P_{n,\text{evc},t}^{w1}$ 为节点 n 在 t 时段进行充电的不参与空间调度的I型EV功率； $P_{n,\text{evc},t}^{w2}$ 为节点 n 在 t 时段进行充电的II型EV功率； $P_{n,l,t}^{w1}$ 为节点 n 在 t 时段的基础负荷功率； $P_{n,\text{evd},t}^{w1}$ 为节点 n 在 t 时段进行放电的不参与空间调度的I型EV功率； $P_{n,\text{evd},t}^{w2}$ 为节点 n 在 t 时段进行放电的II型EV功率； $P_{n,t}^{\text{nec}}$ 为节点 n 在 t 时段无序EV充电功率； $Q_{n,G,t}^w$ 为节点 n 在 t 时段发出总无功功率； $Q_{n,l,t}^w$ 为节点 n 在 t 时段所需无功功率； $Q_{n,D,t}^w$ 为节点 n 在 t 时段输送到下一节点无功功率； X_{se} 为支路电抗。

基于电源出力，需满足以下约束：1) 有功功率出力约束；2) 无功功率出力约束；3) EV实时充放电约束；4) 充电桩数量约束。

$$\begin{cases} P_{n,G,t}^{\text{min}} \leq P_{n,G,t}^w \leq P_{n,G,t}^{\text{max}} \\ Q_{n,G,t}^{\text{min}} \leq Q_{n,G,t}^w \leq Q_{n,G,t}^{\text{max}} \\ P_{n,\text{evc},t}^w = P_{n,\text{evc},t}^{w1} + P_{n,\text{evc},t}^{w2} \\ 0 \leq P_{n,\text{evc},t}^w \leq P_t^c \\ P_{n,\text{evd},t}^w = P_{n,\text{evd},t}^{w1} + P_{n,\text{evd},t}^{w2} \\ 0 \leq P_{n,\text{evd},t}^w \leq P_t^d \\ 0 \leq M_{n,t}^w \leq M_{n,t}^{\text{max}} \end{cases} \quad (16)$$

式中： $P_{n,G,t}^{\text{min}}$ 为节点 n 在 t 时段有功功率最小出力； $P_{n,G,t}^w$ 为在节点 n 在 t 时段发出总有功功率； $P_{n,G,t}^{\text{max}}$ 为节点 n 在 t 时段有功功率最大出力； $Q_{n,G,t}^{\text{min}}$ 为节点 n 在 t 时段无功功率最小出力； $Q_{n,G,t}^w$ 为节点 n 在 t 时段发出总无功功率； $Q_{n,G,t}^{\text{max}}$ 为节点 n 在 t 时段无功功率最大出力； $P_{n,\text{evd},t}^w$ 为在节点 n 在 t 时段进行放电的EV功率； $P_{n,\text{evc},t}^w$ 为节点 n 在 t 时段进行充电的EV功率； $M_{n,t}^w$ 为节点 n 在 t 时段的所用充电桩数量； $M_{n,t}^{\text{max}}$ 为节点 n 在 t 时段的最大充电桩数量。

基于配电网安全约束，需满足以下约束：1) NLR 约束；2) 节点电压约束；3) 支路电流约束。

$$\begin{cases} 0 \leq \gamma_{n,t}^w \leq 1 \\ \gamma_{n,t}^w = P_{n,lo,t}^w / P_n^{\max} \\ J_s^{\min} \leq J_s \leq J_s^{\max} \\ 0 \leq H_{se} \leq H_{se}^{\max} \end{cases} \quad (17)$$

式中： P_n^{\max} 为节点 n 可接纳的最大负荷功率； J_s 为节点 n 在 t 时段的电压平方； J_s^{\min} 、 J_s^{\max} 分别为节点 n 允许的最小、最大电压平方； H_{se} 为支路在 t 时段的电流平方； H_{se}^{\max} 为支路额定电流平方。

目标函数转换如下：

$$f_{rc} = \min E[\sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^{N_t} \rho_{n,t} H_{se}] \quad (18)$$

3.5 求解流程

基于 ELRTT 和 NRTT 引导的 EV 时空优化调度计算流程如图 4 所示。

调度模型包含整数约束和非凸二次约束问题松弛转化的等价凸二阶锥约束，是标准的混合整数二阶锥规划^[22](mixed-integer second-order cone programming, MISOCP)，相较于二阶锥规划的优点在于：能够处理整数变量，从而解决更复杂的、涉及离散决策的组合优化问题。本文调用成熟的商业软件高效求解。

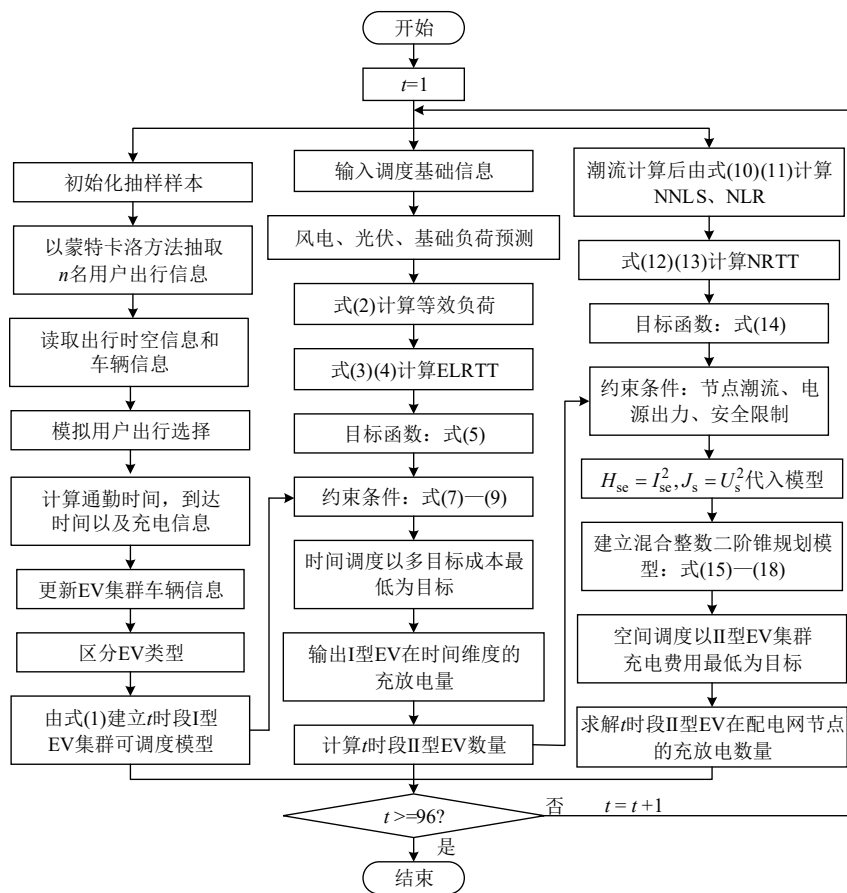


图 4 计算流程

Fig. 4 Flow chart of calculation

4 算例分析

基于 ELRTT 和 NRTT 引导的电动汽车时空优化调度模型，总时长 T 为 24h，调度时间间隔为 15min，提出 4 种方式进行仿真，对比分析在同一场景下本文所提策略的有效性；在不同电网场景中验证所提策略泛化性。

方式 a: EV 集群不参与时空调度。

方式 b: 仅考虑 I 型 EV 由 ELRTT 引导，参与时间调度。

方式 c: 在方式 b 基础上由 NRTT 进一步引导 II 型 EV 参与空间调度，NRTT 价格只考虑 NNLS 指标。

方式 d: 在方式 b 基础上由 NRTT 进一步引导 II 型 EV 参与空间调度，NRTT 价格综合考虑 NNLS 和 NLR 指标。

场景 1 新能源为风电， k_0 取 0.067， k_1 取 0.0013 元/MW；场景 2 新能源为光伏， k_0 取 0.072， k_1 取 0.0014 元/MW；场景 3 新能源为风电和光伏， k_0 取 0.20， k_1 取 0.004 元/MW；场景 1—3 发电数据方差

分别为 91.34、500.18 和 585.24。场景 3 新能源种类较为丰富且波动最大，因此以场景 3 具体讨论 ELRTT 和 NRTT 的引导作用。

分布式电网中，配电网主体输电线路电压等级为 220kV，配电网节点最大用电负荷不超过 5MW。 ρ_g 、 ρ_p 和 ρ_f 分别取 0.365、0.687、0.869 元。 k_3 取 0.3， λ_s 取 0.5， λ_1 取 0.5， k_4 取 0.15， k_5 取 0.15。设 EV 总辆数为 3000 辆，其中：能够被 ELRTT 引导的 I 型 EV 占 EV 集群的 3/4；能够被 NRTT 引导的 II 型 EV 占 I 型 EV 在时间调度出力数量的 3/4^[23]，车辆信息见表 1，EV 配备的电池容量占比见文献[24]。

储能	电池容量/ (kW·h)	充放 电系数	最大充 放电功率/kW	每 km 耗电/(kW·h)	初始荷 电状态
EV	32.2/44.9/ 76.8/100	0.9	12	0.18	0.4-0.6

I 型 EV 空闲数量分布、EV 集群充电分布、由场景 3 风电、光伏和基础负荷预测值计算的等效负荷和 ELRTT 价格关系、基础负荷计算的 NLR 分布、由基础负荷潮流分布计算的 NNLS 以及由 ELRTT、基础负荷 NLR 和基础负荷 NNLS 计算的节点电价见附录 B；分布式电网结构分布见附录 C。

4.1 时间优化调度结果

4.1.1 不同调度方式下 I 型 EV 充放电对比

不同调度方式下 I 型 EV 充放电对比见图 5。由图 5 可知，相较于方式 a 中 I 型 EV 无序充电，方式 b 中 I 型 EV 充放电行为由 ELRTT 价格引导。结合附录 B 图 B3 分析，在等效负荷较低时，ELRTT 价格较低；等效负荷较高时，ELRTT 价格较高。在 ELRTT 价格引导下，当 ELRTT 中充放电价格相同时，I 型 EV 集群倾向于在 ELRTT 价格较低时段充电，ELRTT 价格较高时段放电；但在充放电价格不一致的情况下，当放电价格大于充电价格时，一般表现为放电行为，但不一定只出现放电选择。如在 $t=44$ 时段，此时放电价格是 0.30 元，充电价格为 0.15 元，EV 集群是以 23.07MW 的功率进行充电。

由附录 B 图 B3 分析，在 $t=44$ 时段，等效负荷为 -6.89MW，表明新能源发电量较多，超过基础负荷量，期望 EV 充电；但 EV 集群充电功率为 23.07MW 远大于此时等效负荷绝对值，结合附录 D 图 D1 分析，光伏并网电量骤升，火电机组向下爬坡速率受限，不能及时响应等效负荷变化，火力发电仍较多，因此需要 I 型 EV 以更大的充电功率进行需求响应，以达功率平衡。方式 a 未考虑利用 I 型 EV，用户无序充电下，用户充电高峰期和新能

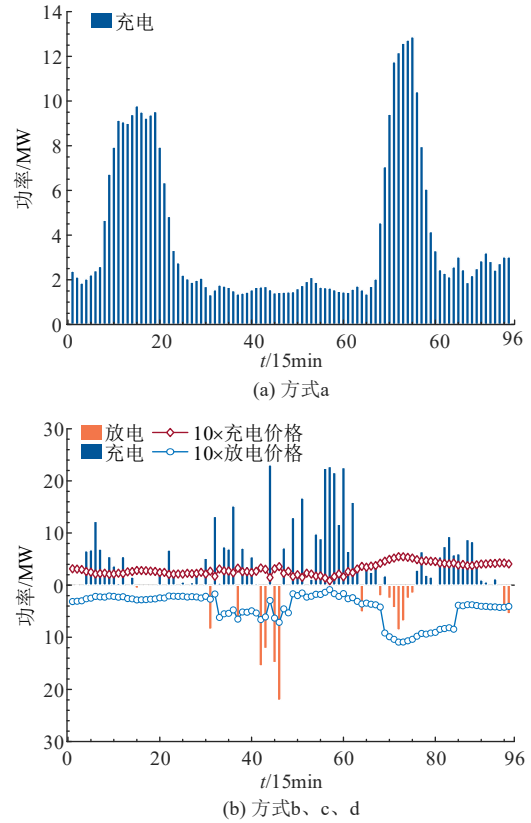


图 5 EV 充放电对比
Fig. 5 EV charge and discharge comparison

源发电高峰期并不匹配，对新能源的消纳程度由火电机组爬坡速率决定，因此风电并网电量和光伏并网电量较方式 b 少。而方式 b 中 I 型 EV 在 ELRTT 的引导下，根据等效负荷波动进行需求响应，在新能源发电较多且火电机组爬坡速率受限的情况下，积极进行充放电响应，风电和光伏并网电量明显增多。

4.1.2 ELRTT 电价泛化性对比

由 ELRTT 引导 I 型 EV 参与调度后，各场景相关主体成本见表 2。

由表 2 可知，不同场景下的煤耗、废气处理等成本指标均有一定降低；但新能源指标消纳明显增大。场景 1 中风电消纳率增加了 19.83%；场景 2 中光伏消纳率增加了 26.01%；场景 3 中风电消纳率增加了 10.94%，光伏消纳率增加了 24.74%。在不同类型新能源发电背景下，根据等效负荷波动情况

场景	方式	煤耗 成本/ 万元	废气处 理成本/ 万元	弃风 惩罚/ 万元	弃光 惩罚/ 万元	风电 消纳率/ %	光伏 消纳率 /%
1	a	29.46	5.84	5.59	—	80.17	—
	b、c、d	28.23	5.68	0	—	100	—
2	a	29.35	5.81	—	6.52	—	73.99
	b、c、d	28.32	5.69	—	0	—	100
3	a	27.16	5.27	3.39	7.95	87.98	68.33
	b、c、d	25.84	4.90	0.28	1.73	98.92	93.07

制定适宜 ELRTT, 均能引导 I 型 EV 有效充放电, 从而增大分布式电网新能源消纳能力。

综上可知, 在各场景下, I 型 EV 均在相应 ELRTT 引导下, 根据价格波动积极响应, 有序充放电, 增大了新能源消纳率, 降低了火电运营成本, ELRTT 制定策略适用于含风电和光伏的各类分布式电网。

4.2 空间优化调度结果

4.2.1 不同调度方式下 II 型 EV 充放电分布对比

不同调度方式下 II 型 EV 空间分布见附录 D 图 D2。分析图 D2 可知, 方式 a 中 II 型 EV 若不加以调度, 充电时间和位置分布均较为随机; 方式 b 中

II 型 EV 被 ELRTT 引导后, 充电时间由等效负荷波动决定, 但充放电位置也为随机分布, 各节点充电数量和放电数量均明显增多。方式 c 考虑 NNLS 形成 NRTT 后, II 型 EV 用户在 NNLS 较低节点, 如节点 1-8、18-23, 选择充电; 在 NNLS 较高节点, 如节点 14-17、31-33, 选择放电。方式 d 考虑 NNLS 和 NLR 形成 NRTT 后, 多数节点的折算 NLR 均较低, 形成节点补贴指标后, 节点充放电选择大多由 NNLS 决定, 但少数节点 NLR 较高, 会导致充电选择逆转, 如节点 22、23。

4.2.2 网损和负载率对比

不同调度方式下网损和负载情况见表 3。

表 3 空间调度结果
Table 3 Results of spatial scheduling simulation

场景	方式	充电网损/ (MW·h)	放电网损/ (MW·h)	总网损/ (MW·h)	总重载 时段数/段	总过载时 段数/段	节点 22、23 重载时段/段	节点 22、23 过载时段/段
1	a	18.72	—	18.72	439	0	133	0
	b	19.95	-1.19	18.96	471	6	132	6
	c	13.56	-1.41	12.15	479	13	136	13
	d	13.69	-1.18	12.51	424	0	103	0
2	a	18.72	—	18.72	439	0	133	0
	b	24.10	-1.82	22.28	478	18	113	8
	c	14.61	-2.04	12.57	445	22	118	18
	d	14.44	-1.79	12.65	405	0	108	0
3	a	18.72	—	18.72	439	0	133	0
	b	25.16	-2.12	23.04	502	22	116	10
	c	14.27	-2.45	11.82	456	25	130	18
	d	14.52	-2.14	12.38	403	0	106	0

各场景不同调度方式下的 NLR 见附录 E 图 E1。由表 3 可知: 以方式 b 对 I 型 EV 进行时间调度, 相较于方式 a, 场景 1 总网损增加了 1.28%; 重载时段数增加了 7.28%; 场景 2 总网损增加了 19.02%, 总重载时段数增加了 8.88%; 场景 3 总网损增加了 23.08%, 总重载时段数增加了 14.35%; 各场景均新增过载时段。场景 1—3, 新能源装机容量变多且并网波动逐渐增大, 以方式 b 调度后, I 型 EV 响应功率随之增加, 进而导致总网损和配电网节点重载和过载时段数逐渐增大。

以方式 c 对 II 型 EV 进一步空间调度后, 相较于方式 b, 场景 1 总网损降低了 35.91%, 总重载时段数增加了 1.70%, 过载时段数增加了 116.67%; 场景 2 总网损降低了 43.58%, 总重载时段数降低了 6.90%, 过载时段数增加了 22.22%; 场景 3 总网损降低了 48.70%, 总重载时段数降低了 9.16%, 过载时段数增加了 13.64%。仅考虑 NNLS 指标, 方式 c 能够实现输电经济性最优, 但不能完全解决重载问题, 甚至会加重相关节点重载和过载情况。

以方式 d 对 II 型 EV 进一步空间调度后, 相较

于方式 b, 场景 1 总网损降低了 34.02%, 总重载时段数降低了 9.98%; 场景 2 总网损降低了 43.22%, 总重载时段数降低了 15.27%; 场景 3 总网损降低了 46.20%, 总重载时段数降低了 9.16%; 各场景过载时段数均降低了 100%, 过载情况消失。综合考虑 NNLS 和 NLR, 方式 d 相较于方式 c, 总网损有一定增加, 不是输电经济最优方式, 但能够实现节点 EV 负载分布最优化, 有利于电网安全稳定运行。

此外, 分布式电网中, 在 EV 集群数量一定的情况下, 场景 1—3 新能源发电方差逐渐增大, 进而其波动依次增大。以方式 b 调度后, 参与调度的 I 型 EV 数量逐渐增多, 若不考虑空间调度, 会导致场景 1—3 中总网损、配电网节点重载和过载压力逐渐增大。以方式 d 调度后, 场景 1—3 中, I 型 EV 响应数量依次增多, 进而 II 型 EV 可调度数量依次增大, 合理引导其选择充放电节点后, 场景 1—3 中总网损、节点重载和过载压力逐渐降低。

4.2.3 充电费用对比

场景 1—3 不同调度方式下各类型 EV 集群充电费用见表 4。

表4 充电费用
Table 4 Charging cost

场景	方式	无序/万元	I型/万元	II型/万元	总充电费用/万元
1	a	1.71	2.54	2.54	6.79
	b	1.71	2.11	2.11	5.93
	c	1.71	2.11	1.59	5.41
	d	1.71	2.11	1.74	5.56
2	a	1.71	2.54	2.54	6.79
	b	1.71	1.96	1.96	5.43
	c	1.71	1.96	1.48	5.15
	d	1.71	1.96	1.62	5.29
3	a	1.71	2.54	2.54	6.79
	b	1.71	1.74	1.74	5.19
	c	1.71	1.74	1.31	4.76
	d	1.71	1.74	1.43	4.88

由表4可知,无序EV不参与时空调度,在方式b、c和d中,其充电费用均未减少。以方式b引导I型EV参与时间调度后,其充电费用,相较于方式a,在场景1—3分别减少了20.37%、22.83%和31.45%,但不参与空间调度,费用未进一步减少。II型EV进一步参加空间调度后,方式c充电费用相较于方式b,在场景1—3中分别降低24.64%、24.48%和24.71%;方式d充电费用相较于方式b,在场景1—3中分别减少了17.53%、17.34%和17.81%。I型EV和II型EV均能在参加相应调度后降低充电费用,但II型EV充电费用减少更多。

综上可知,方式d为最优调度方案,仅以ELRTT引导I型EV调度,能有效消纳新能源发电波动,减少弃风、弃光率和I型EV用户充电费用;但不进一步考虑空间调度,不仅会增大充电网损,还会增加配电网重载和过载时段数,不利于配电网安全经济运行;同时,对II型EV进行空间调度,NRTT的制定不能只考虑配电网输电经济性,还须考虑电网运行安全性;因此综合考虑NNLS和NLR形成NRTT后,对II型EV进一步空间调度,不仅能进一步降低其充电费用,还能降低配电网输电损失、节点重载和过载压力。同时,在新能源波动较大场景,利用NRTT对II型EV进行空间调度,其保证配电网安全经济运行的能力更为突出。

5 结论

本文针对大规模EV无序充电下,导致新能源消纳率较低、EV充电网损增大和配电网节点重载的问题,提出一种基于ELRTT和NRTT阶梯式引导的电动汽车时空优化调度策略,得出以下结论:

1) 仅考虑在时间维度制定ELRTT电价,引导I型EV充电,能在一定程度上增大新能源消纳;但未考虑大规模EV同时充电的情况,会导致充电

网损和原有配电网节点重载、过载时段数增加,增大安全隐患。

2) 进一步考虑节点网损和NLR形成NRTT引导II型EV充电,对EV充电位置优化,既保证配电网输电经济性,也兼顾节点接纳能力;此外,在新能源波动越大,II型EV响应数量越多的情况下,其降低充电网损和减轻节点重载和过载压力的效果越为明显。

3) 考虑双重电价阶梯式引导EV用户,不仅能够提高EV利用率和降低用户充电费用,还有助于电网安全、绿色和经济运行,实现了EV用户和电网的友好互动,该引导策略适用于新能源渗透率不断增大的新型电力系统。

附录见本刊网络版(<http://www.dwjs.com.cn/CN/1000-3673/current.shtml>)。

参考文献

- [1] 邵萍, 杨之乐, 李慷, 等. 基于用户意愿的电动汽车备用容量多目标优化[J]. 上海交通大学学报, 2023, 57(11): 1501-1511. SHAO Ping, YANG Zhile, LI Kang, et al. Multi-objective optimization of electric vehicle spare capacity based on user wishes[J]. Journal of Shanghai Jiao Tong University, 2023, 57(11): 1501-1511(in Chinese).
- [2] 张美霞, 张倩倩, 杨秀, 等. 基于交通-电力均衡耦合的电动汽车快充站与配电网联合规划[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(11): 51-63. ZHANG Meixia, ZHANG Qianqian, YANG Xiu, et al. Joint planning of electric vehicle fast charging stations and distribution network based on a traffic-electricity equilibrium coupling model[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(11): 51-63(in Chinese).
- [3] 王婷, 陈晨, 谢海鹏. 配电网对分布式电源和电动汽车的承载力评估及提升方法综述[J]. 电力建设, 2022, 43(9): 12-24. WANG Ting, CHEN Chen, XIE Haipeng. Review on evaluation and promotion methods of carrying capacity for distributed generation and electric vehicles in distribution network[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(9): 12-24(in Chinese).
- [4] JIN Baohong. Impact of renewable energy penetration in power systems on the optimization and operation of regional distributed energy systems[J]. Energy, 2023, 273: 127201.
- [5] 陈先龙, 王秀丽, 陈洁, 等. 考虑分布式可再生能源交易的风电商与电动汽车充电站协同优化调度[J]. 电网技术, 2023, 47(11): 4598-4606. CHEN Xianlong, WANG Xiuli, CHEN Jie, et al. Optimal collaborative scheduling of wind power operators and electric vehicle charging stations considering distributed renewable energy trading[J]. Power System Technology, 2023, 47(11): 4598-4606(in Chinese).
- [6] 葛晓琳, 郝广东, 夏澍, 等. 考虑规模化电动汽车与风电接入的随机解耦协同调度[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(4): 54-62. GE Xiaolin, HAO Guangdong, XIA Shu, et al. Stochastic decoupling collaborative dispatch considering integration of large-scale electric vehicles and wind power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(4): 54-62(in Chinese).
- [7] YIN Wanjuan, JIA Leilei, JI Jianbo. Energy optimal scheduling strategy considering V2G characteristics of electric vehicle[J]. Energy, 2024, 294: 130967.
- [8] 刘雁行, 乔如好, 梁楠, 等. 基于负荷准线和深度强化学习的含电动汽车集群系统新能源消纳策略[J/OL]. 上海交通大学学报, 2023: 1-31[2024-08-26]. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2023.529>.

- LIU Yanxing, QIAO Ruyu, LIANG Nan, et al. Renewable energy consumption strategies of the power system integrated with electric vehicle clusters based on load alignment and deep reinforcement learning[J/OL]. Journal of Shanghai Jiao Tong University, 2023: 1-31 [2024-08-26]. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2023.529>(in Chinese).
- [9] 张良, 孙成龙, 蔡国伟, 等. 基于 PSO 算法的电动汽车有序充放电两阶段优化策略[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(5): 1837-1851. ZHANG Liang, SUN Chenglong, CAI Guowei, et al. Two-stage optimization strategy for coordinated charging and discharging of EVs based on PSO algorithm[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(5): 1837-1851(in Chinese).
- [10] 潘樟惠, 高赐威, 刘顺桂. 基于需求侧放电竞价的电动汽车充放电调度研究[J]. 电网技术, 2016, 40(4): 1140-1146. PAN Zhanghui, GAO Ciwei, LIU Shungui. Research on charging and discharging dispatch of electric vehicles based on demand side discharge bidding[J]. Power System Technology, 2016, 40(4): 1140-1146(in Chinese).
- [11] 朱永胜, 常稳, 武东亚, 等. 考虑充放储一体站与电动汽车互动的主动博弈优化调度策略[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(7): 157-167. ZHU Yongsheng, CHANG Wen, WU Dongya, et al. A Stackelberg game optimization scheduling strategy considering the interaction between a charging-discharging-storage integrated station and an electric vehicle[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(7): 157-167(in Chinese).
- [12] 董海鹰, 俞毓韵, 汪宁渤, 等. 基于双重电价的电动汽车充放电两阶段优化调度策略[J]. 太阳能学报, 2021, 42(4): 115-124. DONG Haiying, YUN Yunyun, WANG Ningbo, et al. Two-stage dispatch optimization strategy for charging and discharging of electric vehicles based on double electricity price[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2021, 42(4): 115-124(in Chinese).
- [13] 韩丽, 陈硕, 王施琪, 等. 考虑风光消纳与电动汽车灵活性的调度策略[J/OL]. 电工技术学报, 2024: 1-11[2024-08-26]. <https://doi.org/10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.231603>. HAN Li, CHEN Shuo, WANG Shiqi, et al. Scheduling strategy considering wind and photovoltaic power consumption and the flexibility of electric vehicles[J/OL]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024: 1-11[2024-08-26]. <https://doi.org/10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.231603>(in Chinese).
- [14] 杨景旭, 周来, 张勇军, 等. “专变共享”模式下考虑时变电价和转移概率的 EV 有序充电[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(10): 173-180, 193. YANG Jingxu, ZHOU Lai, ZHANG Yongjun, et al. Ordered charging of EVs considering time-varying electricity price and transition probability under “dedicated transformer sharing” mode[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(10): 173-180, 193(in Chinese).
- [15] 蔡小婷, 杨健维, 廖凯, 等. 考虑负荷时空均衡和弹性响应的电动汽车快充电价定价策略[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(2): 94-102. CAI Xiaoting, YANG Jianwei, LIAO Kai, et al. Pricing strategy of electric vehicle fast charging price considering space-time equilibrium and elastic response of load[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(2): 94-102(in Chinese).
- [16] 赵文猛, 黄豪江, 朱健全, 等. 内近似约束空间整合的灵活性资源集群响应方法[J]. 电网技术, 2023, 47(7): 2621-2629. ZHAO Wenmeng, HUANG Haojiang, ZHU Jianquan, et al. Flexible resource cluster response based on inner approximate and constraint space integration[J]. Power System Technology, 2023, 47(7): 2621-2629(in Chinese).
- [17] 宋晓通, 吕倩楠, 孙艺, 等. 基于电价引导的电动汽车与综合能源系统交互策略[J]. 高电压技术, 2021, 47(10): 3744-3754. SONG Xiaotong, LÜ Qiannan, SUN Yi, et al. Interactive strategy of electric vehicles and integrated energy system based on electricity price guidance[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(10): 3744-3754(in Chinese).
- [18] 杜鹏, 米增强, 贾雨龙, 等. 基于网损灵敏度方差的配电网分布式储能位置与容量优化配置方法[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(6): 103-109. DU Peng, MI Zengqiang, JIA Yulong, et al. Optimal placement and capacity of distributed energy storage in distribution system based on the sensitivity variance of network loss[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(6): 103-109(in Chinese).
- [19] 杨铃, 王建学, 李旭霞, 等. 考虑线路负载率指标规划-运行协调一致性的电网规划双层模型[J]. 电网技术, 2024, 48(5): 1846-1854. YANG Qian, WANG Jianxue, LI Xuxia, et al. Bi-level transmission expansion planning model considering planning-operation coordination of line load rate indices[J]. Power System Technology, 2024, 48(5): 1846-1854(in Chinese).
- [20] 张信哲, 秦文萍, 朱志龙, 等. 台风扰动下计及线路老化与连锁故障的输电网韧性评估[J]. 电网技术, 2024, 48(10): 4094-4108. ZHANG Xinzhe, QIN Wenping, ZHU Zhilong, et al. Transmission system resilience assessment considering line aging and cascading failures under typhoon disturbances[J]. Power System Technology, 2024, 48(10): 4094-4108(in Chinese).
- [21] GAN Lingwen, LI Na, TOPCU U, et al. Exact convex relaxation of optimal power flow in radial networks[J]. IEEE Transactions on Automatic Control, 2015, 60(1): 72-87.
- [22] 袁洪涛, 韦钢, 张贺, 等. 计及充换储一体站的主动配电网鲁棒优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(8): 2453-2467. YUAN Hongtao, WEI Gang, ZHANG He, et al. Robust optimal scheduling of active distribution network considering with the charging-swapping-storage integrated station[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(8): 2453-2467(in Chinese).
- [23] 刘俊峰, 李国璋, 曾婧瑶, 等. 考虑新能源就地消纳的综合园区电动汽车时空优化调度[J/OL]. 控制理论与应用, 2024: 1-11[2024-08-25]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/44.1240.tp.20240418.0858.002.html>. LIU Junfeng, LI Guozhang, ZENG Jingyao, et al. Optimized spatial and temporal scheduling of electric vehicles in comprehensive park considering local consumption of new energy sources[J/OL]. Control Theory & Applications, 2024: 1-11[2024-08-25]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/44.1240.tp.20240418.0858.002.html>(in Chinese).
- [24] 葛晓琳, 胡文哲, 符杨, 等. 基于用户响应意愿度三维 Sigmoid 云模型的电动汽车优化调度策略[J/OL]. 中国电机工程学报, 2024: 1-10[2024-08-25]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.TM.20240402.1310.018.html>. GE Xiaolin, HU Wenzhe, FU Yang, et al. Optimal scheduling strategy for electric vehicles based on user response willingness three dimensional Sigmoid cloud model[J/OL]. Proceedings of the CSEE, 2024: 1-10[2024-08-25]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.TM.20240402.1310.018.html>(in Chinese).



骆徐

在线出版日期: 2024-09-19.

收稿日期: 2024-07-25.

作者简介:

骆徐(2000), 女, 硕士研究生, 研究方向为电动汽车入网及其优化调度, E-mail: 1966515797@qq.com;

程静(1980), 女, 副教授, 通信作者, 研究方向为新能源发电及其并网控制、电力系统优化调度等, E-mail: xjchengjing@xju.edu.cn.

(责任编辑 邱丽萍 马晓华)

附录 A

1) 对于辐射状型配电网网络, 每一个节点潮流方程表示如下。

$$\begin{cases} P_{n,G,t}^w - I_{se}^2 R_{se} = P_{n,lo,t}^w + P_{n,D,t}^w \\ P_{n,lo,t}^w = P_{n,evc,t}^{w1} + P_{n,evc,t}^{w2} + P_{n,l,t}^w - P_{n,evd,t}^{w1} - P_{n,evd,t}^{w2} + P_{n,t}^{nec} \\ Q_{n,G,t}^w - I_{se}^2 X_{se} = Q_{n,l,t}^w + Q_{n,D,t}^w \\ U_e^2 = U_s^2 - 2(R_{se} P_{n,D,t}^w + X_{se} Q_{n,D,t}^w) + I_{se}^2 (R_{se}^2 + X_{se}^2) \\ I_{se}^2 = (P_{n,D,t}^2 + Q_{n,D,t}^2) / U_s^2 \end{cases} \quad (A1)$$

式中: I_{se} 为 t 时段支路电流; U_s 为 t 时段支路始端电压; U_e 为 t 时段支路末端电压

2) 二阶锥规划是一种特殊的凸规划, 具有求解效率高、精准性较强的特点。

$$\min \{e^T x \mid Cx = d, x_j \in K, j = 1, 2, \dots, H\} \quad (A2)$$

式中: 变量 $x \in \mathbf{R}_H$; 系数向量 $d \in \mathbf{R}_M$ 、 $e \in \mathbf{R}_H$ 、 $C_{M \times H} \in \mathbf{R}_{M \times H}$; K 为二阶锥或旋转二阶锥约束函数, 如式(A3)和(A4)所示。

二阶锥:

$$K = \{x \in \mathbf{R}_H \mid y^2 \geq \sum_{j=1}^H x_j^2, y \geq 0\} \quad (A3)$$

旋转二阶锥:

$$K = \{x \in \mathbf{R}_H \mid yz \geq \sum_{j=1}^H x_j^2, y, z \geq 0\} \quad (A4)$$

令锥优化变量 $H_{se} = I_{se}^2, J_s = U_s^2$, 代入式(A1)后:

$$\begin{cases} P_{n,G,t}^w - H_{se} R_{se} = P_{n,lo,t}^w + P_{n,D,t}^w \\ P_{n,lo,t}^w = P_{n,evc,t}^{w1} + P_{n,evc,t}^{w2} + P_{n,l,t}^w - P_{n,evd,t}^{w1} - P_{n,evd,t}^{w2} + P_{n,t}^{nec} \\ Q_{n,G,t}^w - H_{se} X_{se} = Q_{n,l,t}^w + Q_{n,D,t}^w \\ J_e = J_s - 2(R_{se} P_{n,D,t}^w + X_{se} Q_{n,D,t}^w) + H_{se} (R_{se}^2 + X_{se}^2) \\ H_{se} = (P_{n,D,t}^2 + Q_{n,D,t}^2) / J_s \end{cases} \quad (A5)$$

对锥约束松弛优化:

$$H_{se} \geq (P_{n,D,t}^2 + Q_{n,D,t}^2) / J_s \quad (A6)$$

式(A6)等价转化为标准二阶锥形式:

$$H_{se} + J_s \geq \left\| \begin{array}{c} 2P_{n,G,t}^w \\ 2Q_{n,G,t}^w \\ H_{se} - J_s \end{array} \right\|_2 \quad (A7)$$

通过松弛推导, 式(A1)由二阶锥表示为:

$$\begin{cases} -H_{se} R_{se} = P_{n,lo,t}^w + P_{n,D,t}^w \\ P_{n,lo,t}^w = P_{n,evc,t}^{w1} + P_{n,evc,t}^{w2} + P_{n,l,t}^w - P_{n,evd,t}^{w1} - P_{n,evd,t}^{w2} + P_{n,t}^{nec} \\ Q_{n,G,t}^w - H_{se} X_{se} = Q_{n,l,t}^w + Q_{n,D,t}^w \\ J_e = J_s - 2(R_{se} P_{n,D,t}^w + X_{se} Q_{n,D,t}^w) + H_{se} (R_{se}^2 + X_{se}^2) \\ H_{se} + J_s \geq \left\| \begin{array}{c} 2P_{n,G,t}^w \\ 2Q_{n,G,t}^w \\ H_{se} - J_s \end{array} \right\|_2 \end{cases} \quad (A8)$$

3) 松弛精确性证明。

二阶锥规划松弛形式后的最优解须满足 $H_{se} = (P_{n,D,t}^2 + Q_{n,D,t}^2) / J_s$, 否则可能出现在最优解处松弛无效。由文献[21]可知, 如果最优解处任一节点电压均未达到设定上限, 且辐射型网络支路反向潮流功率不存在(满足式(A9)), 则二阶锥规划松弛是精准的。

$$\begin{bmatrix} (1 - \frac{2R_{se} P_{n,G,t}^w (P_{n,G}^{w,m})}{J_s^{\min}}) & \frac{2R_{se} Q_{n,G,t}^w (Q_{n,G}^{w,m})}{J_s^{\min}} \\ \frac{-2X_{se} P_{n,G,t}^w (P_{n,G}^{w,m})}{J_s^{\min}} & (1 - \frac{2X_{se} Q_{n,G,t}^w (Q_{n,G}^{w,m})}{J_s^{\min}}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R_{se} \\ X_{se} \end{bmatrix} > 0 \quad (A9)$$

对式(A9)化简, 得:

$$(1 - \frac{2R_{se} P_{n,G,t}^w}{J_s^{\min}}) R_{se} > \frac{2R_{se} Q_{n,G,t}^w}{J_s^{\min}} X_{se} > 0 \quad (A10)$$

因为 $R_{se} > 0$, 所以 $1 - \frac{2R_{se} P_{n,G,t}^w}{J_s^{\min}} > 0$;

同理, $1 - \frac{2X_{se} Q_{n,G,t}^w}{J_s^{\min}} > 0$ 。

式(A9)成立, 二阶锥规划松弛是精确的。

附录 B

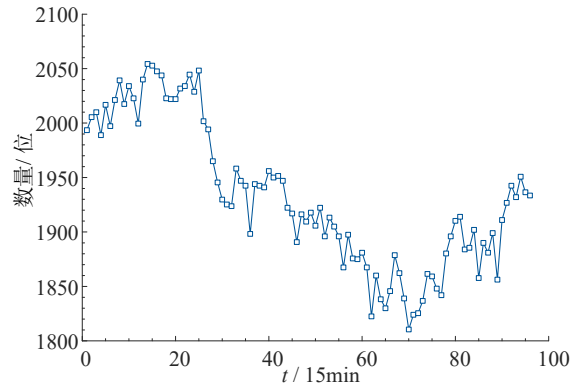


图 B1 I 型 EV 空闲数量

Fig. B1 Number of Type I EV vacancies

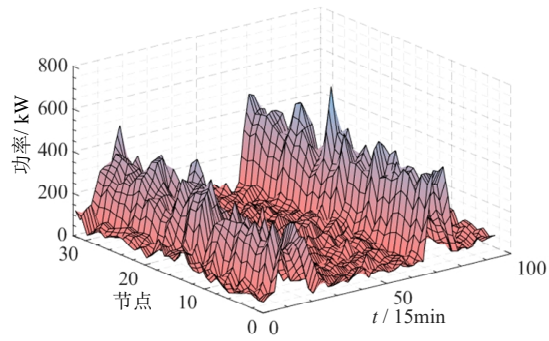


图 B2 方式 a EV 充电负荷
Fig. B2 EV charging load of example a

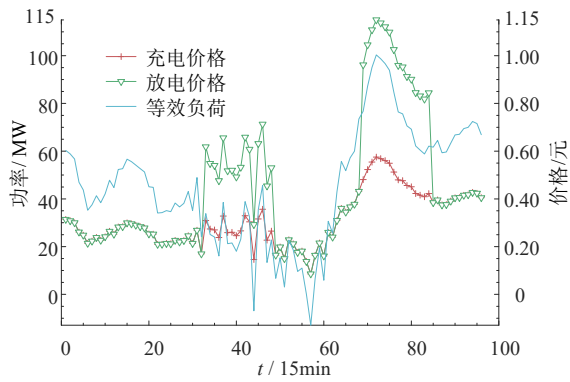


图 B3 ELRTT 和等效负荷
Fig. B3 ELRTT and equivalent load

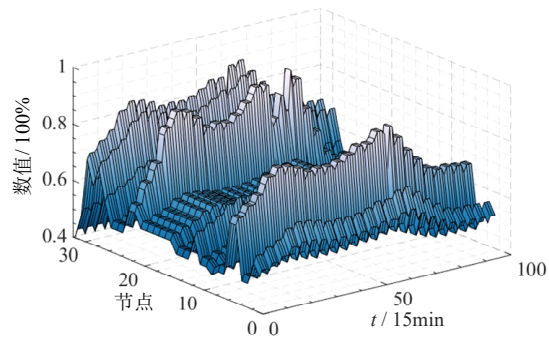


图 B4 基础负荷 NLR
Fig. B4 NLR of base load

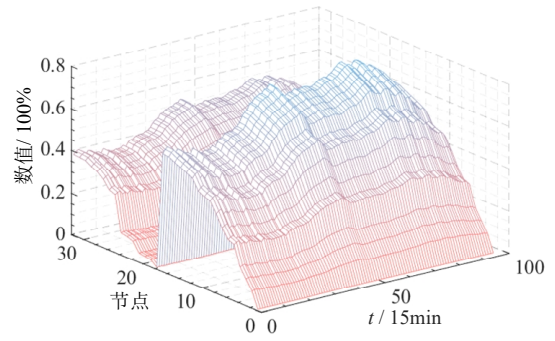


图 B5 基础负荷 NNLS
Fig. B5 NNLS of base load

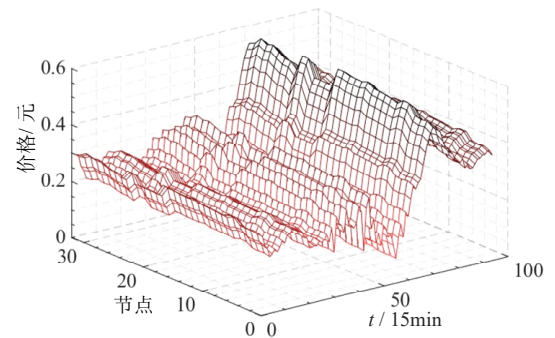


图 B6 节点充电价格
Fig. B6 Charging price of node

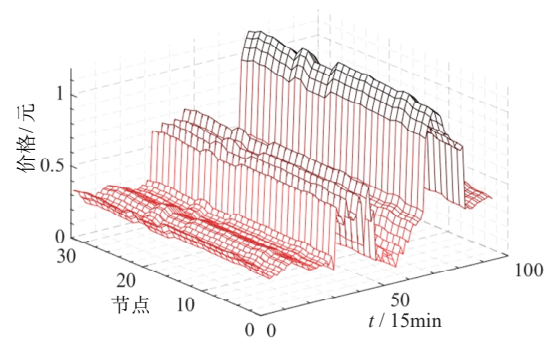


图 B7 节点放电价格
Fig. B7 Discharging price of node

附录 C

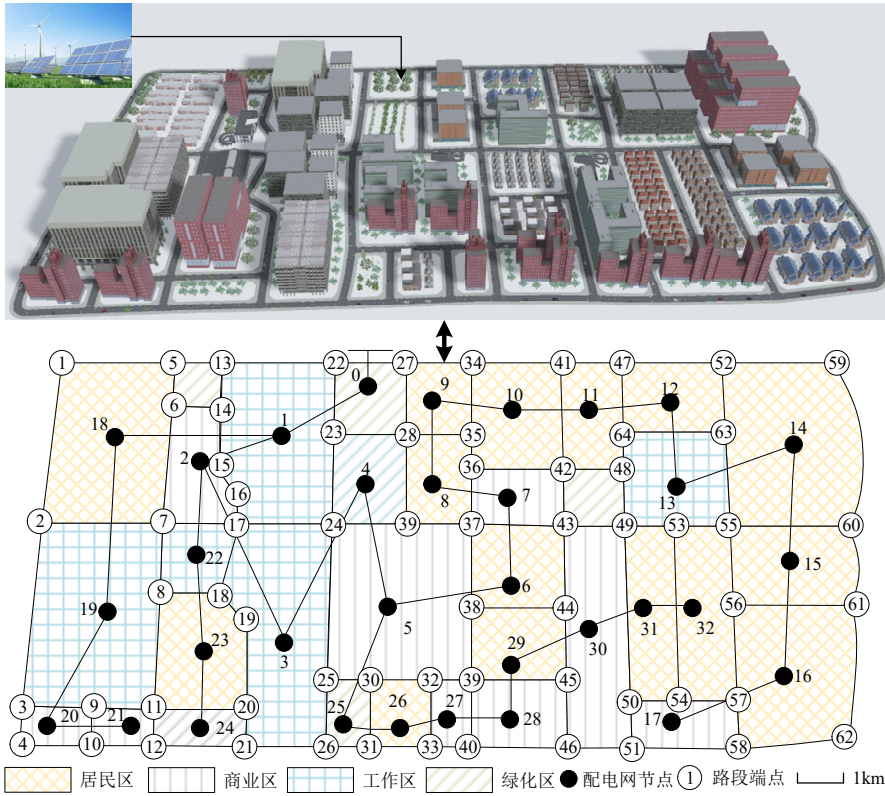


图 C1 分布式电网拓扑分布
Fig. C1 Distributed grid map

附录 D

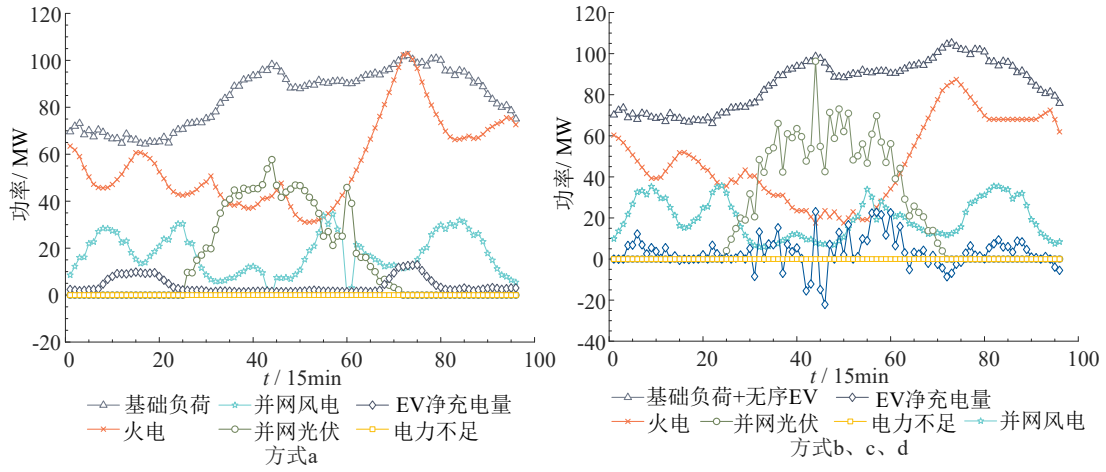


图 D1 源荷曲线对比
Fig. D1 Comparison of source-load curves

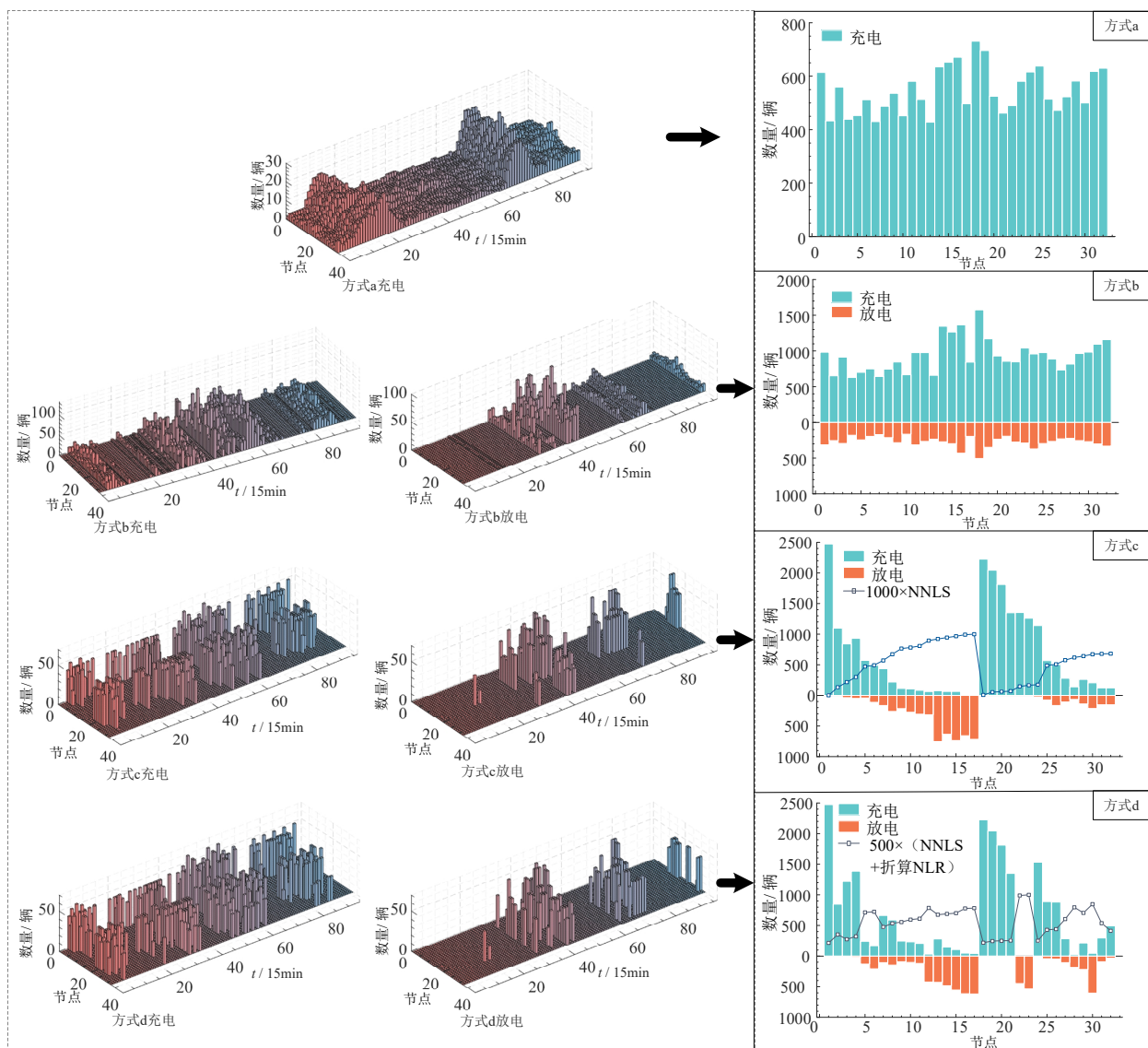


图 D2 II 型 EV 节点充放电数量对比

Fig. D2 Comparison of charging and discharging quantities of type II EV nodes

附录 E

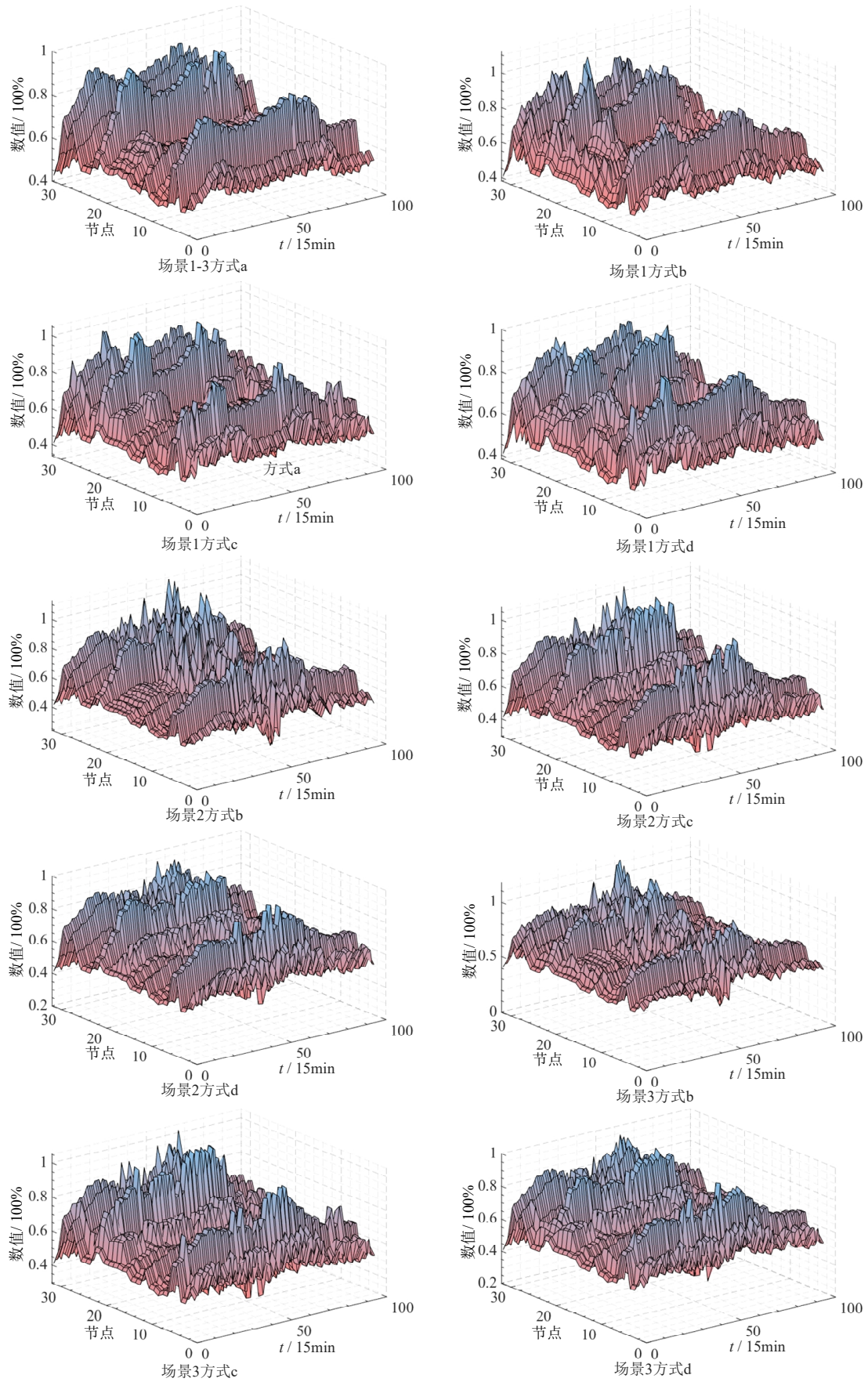


图 E1 考虑 EV 充放电的配电网 NLR
Fig. E1 Distribution grid NLR considering EV charging and discharging