基于能源聚合商的电动汽车充电站优化配置策略研究

田东伟[1]，李默涵[1]，石进永[2]，汪映辉[2]

（1. 海南电网有限责任公司，海南 海口 570100；2. 国电南瑞科技股份有限公司，江苏 南京 211106）

摘要：针对现有典型充电站内储能、光伏及电动汽车等多类型能源共存出力特点以及存在日前交易、双边交易等不同模式，为了提高充电站内多能源互联运营效益、降低运营成本，提出一种基于能源聚合商模式的多能源优化配置策略。通过分析充电站内电动汽车负荷需求及交易价格特点，建立包括电网能源采购成本最小和销售利润最大的能源聚合商优化配置模型，并制定功率平衡、负载需求和电力交易等约束条件。最后，通过设置典型充电站微电网系统对所提模型进行仿真分析，结果表明与传统交易模式相比，能源聚合商模式下支付成本最小且获取净收益最大。

关键词：电动汽车充电站；能源聚合商；交易价格预测；优化配置模型；经济效益分析

Research on optimal allocation strategy of EV charging station based on energy aggregator

TIAN Dongwei[1], LI Mohan[1], SHI Jinyong[2], WANG Yinghui[2]

(1. Hainan Power Grid Corporation, Haikou 570100, China; 2. NARI Technology Co., Ltd., Nanjing 211106, China)

Abstract: In view of the coexistence of energy storage, photovoltaic, electric vehicle, other types of energy in the existing typical charging stations and the existence of different modes such as DA trading and bilateral trading, a multi-energy optimization configuration strategy is proposed, based on the energy aggregator mode to improve the operating benefits of multi-energy interconnection in charging stations and reduce operating costs. By analyzing the load demand and transaction price characteristics of EV in the charging station, the optimized configuration model of energy aggregator, including the minimum power procurement cost and the maximum sales profit of power grid, is established. The constraints such as power balance, load demand and power transaction are formulated. Finally, the proposed model is simulated and analyzed by setting up a typical charging station micro-grid system. The results show that, compared with the traditional trading mode, the energy aggregator mode has the lowest payment cost and the largest net profit.

Key words: electric vehicle charging station; energy aggregator; transaction price forecast; optimized configuration model; economic benefit analysis

0 引言

随着电动汽车数量的爆发式增长，大量的电动汽车充电站应运而生，这些充电站大多具备储能、光伏和充电桩共存的特点[1-2]。由于光伏出

南方电网科技项目：电动汽车及新能源与电网的深度融合关键技术研究与应用（070000KK52180020）

力及电动汽车充电需求存在随机性特点，如何保证充电站内各类能源协同出力，同时满足电动汽车有序充电，并降低充电站运营成本成为当前研究的热点[3-4]。

为了体现充电设施在微电网中的灵活性，电动汽车用户需要实时获取就近充电站信息。大规模电动汽车充电调度也需要考虑用户充电满意度和电网的安全经济运行。文献[5]提出一种基于城市路网特征和电动汽车出行概率矩阵的电动汽车充电站规划模型；文献[6]在分析微电网内分布式光伏出力与负荷之间供需基础上，结合实时电价与虚拟电价机制引入模型预测控制方法，实现动电动汽车（Electrical Vehicle，EV）互动响应控制；文献[7]提出一种电动公交充电网络优化规划模型，针对模型全局寻优问题，采用线性化技术完成模型求解；文献[8]基于用充放电潜力等规律建立了电动汽车用户充放电不确定性响应模型，以期获取最大净收益；文献[9]通过分析微网中风电、光伏等分布式电源的运行特性，建立计及车辆到电网（Vehicle to Grid，V2G）放电损耗成本的鲁棒经济调度模型；文献[10]从微观和宏观两个层面总结影响电动汽车充电负荷的关键因素，并对电动汽车充电负荷预测方法的发展进行了系统阐述；文献[11]构建了电动汽车行驶途中的动态能耗模型，并基于此建立了电动汽车充电路径规划模型，实现了出行总距离、总时间及充电价格三者权值之和最小的目标；文献[12]基于出行特征的典型充电选择模式来模拟电动汽车的充电行为，并制定了充电站的最优布局方案，使成本比和收益比之和最小；文献[13]基于系统成本和电网压力最小化问题，提出了一种与电网和光伏并网的电动汽车能量管理系统；文献[14]从能量平衡的角度提出电动汽车充放电的方法和模型，并进行仿真，从而证明了所提出的电动汽车充放电控制策略能够有效进行负荷削峰填谷；文献[15]建立了考虑电动汽车接入的分布式电源出力多目标优化模型，降低了电压越界风险并改善了经济性；文献[16]提出了的考虑电动汽车不确定性因素的分布式电源优化布置方法，实现了分布式电源的合理配置；文献[17]基于构建电动汽车调度模型和分析网损灵敏度指标，提出一种基于V2G技术的电动汽车实时调度策略，加强了电动汽车在电网能量调度的灵活性；文献[18]基于电动汽车充电模型的建立，提出了充电站多目标规划模型，并通过求解验证了所提方法的有效性。

以上文献提出的研究揭示了各种新颖的方法技术，这些成果已被应用于多种模式下的电动汽车充电市场，然而，对于充电站内多能源优化配置问题研究相对较少。本文考虑到目前充电站内存在的多种类型能源以及不同交易模式，通过分析充电站内电动汽车负荷需求及交易价格特点，建立了一种能源聚合商优化配置模型并对其进行仿真分析，结果表明与传统交易模式相比，能源聚合商模式下支付成本最小且获取的净收益最大。

1 充电站电动汽车负荷需求及交易价格分析

1.1 电动汽车负荷需求分析

由于电动汽车用户都有自己的出行模式，比如出发时间、行程时间以及目的地等，其到达充电站的时间也是随机的。因此，电动汽车出行模式预测可以改善充电站内多能源最优调度。

为了精确预测充电站服务范围内电动汽车充电规律，每个电动汽车随机驾驶概率$\rho(t_i)$也需要被计算出来，能够反映电动汽车返回充电站的时间。在任何时刻$\rho(t_i)$和每日里程DM_a的乘积代表所预测电动汽车每个时刻的预期里程数，即

$$DM_a^V(t) = DM_a \times \rho(t_i) \tag{1}$$

式中，$DM_a^V(t)$为所预测电动汽车t时刻的预期里程数。

另外，电动汽车电池荷电状态（State Of Charge，SOC）可以表示为

$$SOC(t) = SOC(t-1) - \left(\frac{\int_{t-1}^{t} DM_a^V(h)\,dh}{EV_r}\right) \tag{2}$$

式中，EV_r为纯电动行驶里程；$SOC(t)$为电动汽

车电池在t时刻的荷电状态；SOC($t-1$)为电动汽车电池在$t-1$时刻的荷电状态。

电动汽车日出行概率分布如图1所示。

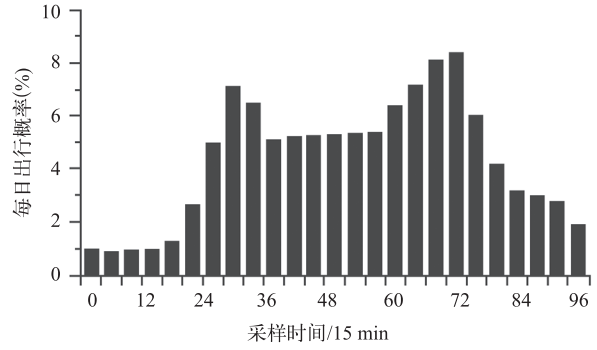


图 1　电动汽车日出行概率分布

Fig. 1 Probability distribution map of EV sunrise

图1中，每15 min取一个采样点，一天24 h可以取96个采样点。

当电动汽车电池达到最小值时，司机应尽快到达充电站将电池充满。假设电动汽车到达时间为t_a，离开时间为t_d，则总充电时间为t_d-t_a。

因此，充电站在任意时刻向电动汽车传输的功率为

$$P_a^V(t)=EV_r^C\times\Delta t\quad t_a\leqslant t\leqslant t_d \tag{3}$$

式中，$P_a^V(t)$为充电站在t时刻向电动汽车传输的功率；EV_r^C为充电速率，kW；Δt为充电时长。

因此，考虑到每日里程概率$\rho(DM_a)$，在充电间隔期间的电动汽车充电需求的预计值可以表示为

$$\langle P_a^V(t)\rangle=P_a^V(t)\times\rho(DM_a) \tag{4}$$

式中，$\langle P_a^V(t)\rangle$为电动汽车充电需求的预计值。

此外，包括所有k辆电动汽车在内的预期电动汽车总需求如下

$$P_{V,L}^t(t)=\sum_{k=1}^{n}P_{V,L}^t(k) \tag{5}$$

式中，$P_{V,L}^t$为任意时间t时刻的电动汽车总需求量；k为可充电电动汽车数量。

总放电功率也可表示为

$$P_{V,g}^t=\sum_{k=1}^{N}P_{V,g}^t(k) \tag{6}$$

式中，$P_{V,g}^t$为总放电功率。

1.2　交易价格分析

为了在日前市场上获得最优报价，需要预测市场清算电价。非线性自回归外生模型（NARX）可以基于日前市场的历史数据和能源交易双边数据分别对能源价格进行预测，并将其纳入优化模型[19]。

$$Y_{t+1}=F(u_t,u_{t-1},...,u_{t-di},Y_t,Y_{t-1},...,Y_{t-do}) \tag{7}$$

式中，Y_{t+1}为负荷测量Y_t，Y_{t-1}的回归输出；u_t，u_{t-1}为输入信号；F为神经网络函数；在输入和输出层中，d_i和d_o为时间延迟次数，它们负责预测时间范围。

NARX模型结构如图2所示。

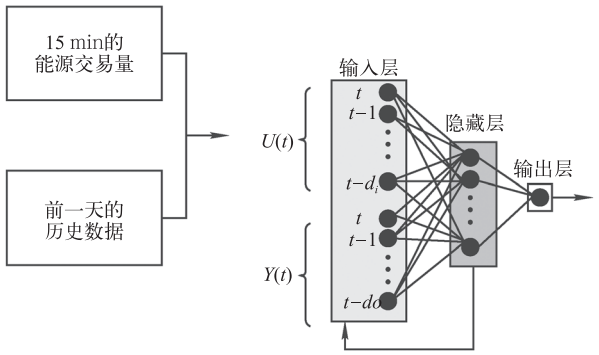


图 2　NARX模型典型结构

Fig. 2 Typical structure of NARX model

此外，可利用平均绝对百分误差评价NARX模型的性能，即

$$\frac{100}{T_n}\sum_{t=1}^{T_n}\left|\frac{y_{obs,t}-y_{pre,t}}{y_{obs,t}}\right| \tag{8}$$

式中，T_n为时间量子的总数；$y_{obs,t}$和$y_{pre,t}$分别为每个时间步长t的实际和预测负荷数据。

能源价格的净预测成本包括各种联网费用、手续费和损失费，t时刻预测净购销价格表达式为

$$\lambda_{P,(\cdot)}^t=MCP_t+CTU_{C\&L,t}+STU_{C\&L,t}+PoC_{C,t}+PXs_{fee}+OT_t \tag{9}$$

$$\lambda_{S,(\cdot)}^t=MCP_t-CTU_{C\&L,t}-STU_{C\&L,t}-PoC_{C,t}-PXs_{fee}-OT_t \tag{10}$$

式中，(·)为日前交易市场和双边交易站；$CTU_{C\&L,t}$、$STU_{C\&L,t}$为在时刻t支付的费用和损失；$PoC_{C,t}$为

连接费用；PXs_{fee}和OT_t分别为支付给能源交易的费用以及支付给政府的税费。

一般来说，供电公司都会宣称全年能源价格不变，对于供电公司而言，电力采购和销售成本是恒定的。日前能源销售和采购成本的净预测值分别如图3和图4所示。

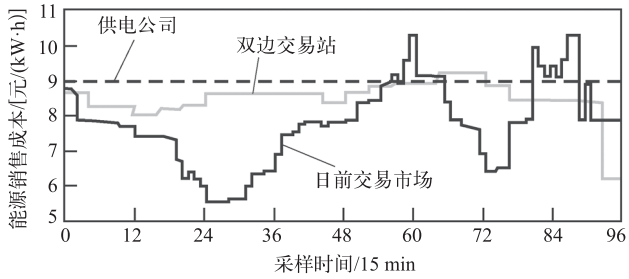


图 3　能源销售成本预测图

Fig. 3 Energy sales cost forecasting chart

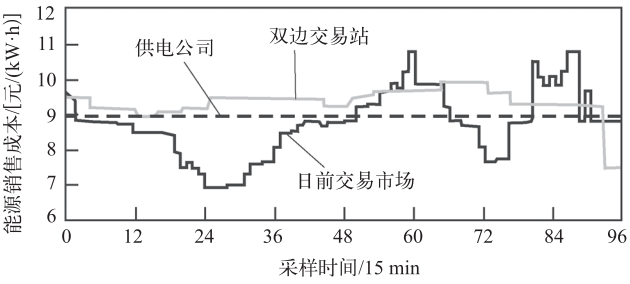


图 4　能源采购成本预测图

Fig. 4 Energy procurement cost forecasting chart

2　能源聚合商优化配置建模

2.1　目标函数

本文所提的能源聚合商优化配置模型包括最小化电网的能源采购成本以及通过各种市场平台使电网能源销售成本最大化。

$$\max(R_{\mathrm{S}}^{\mathrm{Day}}-R_{\mathrm{P}}^{\mathrm{Day}})=\max\{(R_{\mathrm{S,DA}}^{\mathrm{Day}}+R_{\mathrm{S,B}}^{\mathrm{Day}}+R_{\mathrm{S,DISCOM}}^{\mathrm{Day}})-(R_{\mathrm{P,DA}}^{\mathrm{Day}}+R_{\mathrm{P,B}}^{\mathrm{Day}}+R_{\mathrm{P,DISCOM}}^{\mathrm{Day}})\} \tag{11}$$

其中各参数的含义如下

$$R_{\mathrm{P,DA}}^{\mathrm{Day}}=\sum_{t=1}^{T}\lambda_{\mathrm{P,DA}}^{t}\times P_{\mathrm{P,DA}}^{t}\times\Delta t \tag{12}$$

$$R_{\mathrm{P,B}}^{\mathrm{Day}}=\sum_{t=1}^{T}\lambda_{\mathrm{P,B}}^{t}\times P_{\mathrm{P,B}}^{t}\times\Delta t \tag{13}$$

$$R_{\mathrm{P,DISCOM}}^{\mathrm{Day}}=\sum_{t=1}^{T}\lambda_{\mathrm{P,DISCOM}}^{t}\times P_{\mathrm{P,DISCOM}}^{t}\times\Delta t \tag{14}$$

$$R_{\mathrm{S,DA}}^{\mathrm{Day}}=\sum_{t=1}^{T}\lambda_{\mathrm{S,DA}}^{t}\times P_{\mathrm{S,DA}}^{t}\times\Delta t \tag{15}$$

$$R_{\mathrm{S,B}}^{\mathrm{Day}}=\sum_{t=1}^{T}\lambda_{\mathrm{S,B}}^{t}\times P_{\mathrm{S,B}}^{t}\times\Delta t \tag{16}$$

$$R_{\mathrm{S,DISCOM}}^{\mathrm{Day}}=\sum_{t=1}^{T}\lambda_{\mathrm{S,DISCOM}}^{t}\times P_{\mathrm{S,DISCOM}}^{t}\times\Delta t \tag{17}$$

式中，$R_{\mathrm{P,DA}}^{\mathrm{Day}}$、$R_{\mathrm{P,B}}^{\mathrm{Day}}$和$R_{\mathrm{P,DISCOM}}^{\mathrm{Day}}$分别为能源聚合商每日支付给日前交易市场、双边交易站以及供电公司的购买收益，来满足充电站和电动汽车的负载需求；$R_{\mathrm{S,DA}}^{\mathrm{Day}}$、$R_{\mathrm{S,B}}^{\mathrm{Day}}$和$R_{\mathrm{S,DISCOM}}^{\mathrm{Day}}$分别为在能源聚合商平台上车辆到电网和光伏到电网的能量流模式下能源每日卖给日前交易市场、双边交易站以及供电公司所得；$\lambda_{\mathrm{P,DA}}^{t}$、$\lambda_{\mathrm{P,B}}^{t}$和$\lambda_{\mathrm{P,DISCOM}}^{t}$分别为$t$时刻能源聚合商平台从日前交易市场、双边交易站以及供电公司的能源购买价格；$\lambda_{\mathrm{S,DA}}^{t}$、$\lambda_{\mathrm{S,B}}^{t}$和$\lambda_{\mathrm{S,DISCOM}}^{t}$分别为$t$时刻能源聚合商平台卖给日前交易市场、双边交易站以及供电公司的能源销售价格；$P_{\mathrm{P,DA}}^{t}$、$P_{\mathrm{P,B}}^{t}$和$P_{\mathrm{P,DISCOM}}^{t}$分别为$t$时刻能源聚合商平台从日前交易市场、双边交易站以及供电公司的所购买的能源；$P_{\mathrm{S,DA}}^{t}$、$P_{\mathrm{S,B}}^{t}$和$P_{\mathrm{S,DISCOM}}^{t}$分别为$t$时刻能源聚合商平台销售给日前交易市场、双边交易站以及供电公司的能源；Δt为时间间隔。

式（18）为模型的最终目标函数，其中从t到T时刻的三个总和表示充电站能源聚合商在日前交易市场、双边交易站以及供电公司市场的最优调度下获得的总收入。所有下标t都定义了每个变量或参数在任何特定时刻的瞬时值，而T表示充电站微网格运行的总持续时间。

$$\max\left\{\begin{array}{l}\sum_{t=1}^{T}(\lambda_{\mathrm{S,DA}}^{t}\times P_{\mathrm{S,DA}}^{t}-\lambda_{\mathrm{P,DA}}^{t}\times P_{\mathrm{P,DA}}^{t})+\\ \sum_{t=1}^{T}(\lambda_{\mathrm{S,B}}^{t}\times P_{\mathrm{S,B}}^{t}-\lambda_{\mathrm{P,B}}^{t}\times P_{\mathrm{P,B}}^{t})+\\ \sum_{t=1}^{T}(\lambda_{\mathrm{S,DISCOM}}^{t}\times P_{\mathrm{S,DISCOM}}^{t}-\lambda_{\mathrm{P,DISCOM}}^{t}\times P_{\mathrm{P,DISCOM}}^{t})\end{array}\right. \tag{18}$$

其中

$$P^t_{\mathrm{P},(\cdot)} = P^t_{\mathrm{C,L}} + P^t_{\mathrm{V,L}} - P^t_{\mathrm{PV,g}} - P^t_{\mathrm{V2G}} - P^t_{\mathrm{V2V}} \tag{19}$$

$$P^t_{\mathrm{S},(\cdot)} = P^t_{\mathrm{V2G}} + P^t_{\mathrm{V2V}} + P^t_{\mathrm{PV,g}} - P^t_{\mathrm{C,L}} - P^t_{\mathrm{V,L}} \tag{20}$$

式中，$P^t_{\mathrm{P},(\cdot)}$为t时刻能源聚合商平台从日前交易市场、双边交易站以及供电公司的所购买的能源总和；$P^t_{\mathrm{S},(\cdot)}$为t时刻能源聚合商平台销售给日前交易市场、双边交易站以及供电公司的能源总和；$P^t_{\mathrm{C,L}}$为在t时刻所预测的社区负荷需求；$P^t_{\mathrm{V,L}}$为t时刻所预测的电动汽车负荷需求；$P^t_{\mathrm{PV,g}}$为t时刻所预测的太阳能光伏系统发电量；P^t_{V2G}为t时刻电动汽车到电网的可用功率；P^t_{V2V}为t时刻电动汽车到电动汽车的可用功率。

充电站微电网中央控制器（MCC）将分析赤字电力需求和剩余电力可用性，以优化参与批发能源市场。式（19）和式（20）描述了MCC交易在任意时刻t的亏空和剩余功率。

2.2 约束条件设计

（1）功率平衡约束

能源供应和需求平衡表示为

$$P^t_{\mathrm{PV,g}} + P^t_{\mathrm{V2G}} + P^t_{\mathrm{P},(\cdot)} = P^t_{\mathrm{V,L}} + P^t_{\mathrm{C,L}} + P^t_{\mathrm{S},(\cdot)} \tag{21}$$

稳定的充电站微电网系统表明，在时间集合T的任何时间t，总发电量和总能耗必须相等。

（2）连接点约束

式（22）表示了微电网和中心网之间的连接情况，其中二元函数$\partial=\{0,1\}$代表在网点容量限制下购买和售出的总量。在式（23）中，$\mu=\{0,1\}$保证了在电池容量限制下电动汽车的充放电效率。

$$0 \leqslant (\partial) P^t_{\mathrm{P},(\cdot)} + (1-\partial) P^t_{\mathrm{S},(\cdot)} \leqslant P^t_{\mathrm{G,tc}} \tag{22}$$

$$0 \leqslant (\mu) P^t_{\mathrm{V2G}} + (1-\mu) P^t_{\mathrm{V,L}} \leqslant B^{\mathrm{EV}}_{\mathrm{C}} \times \mathrm{SOC}_{\max} \tag{23}$$

式中，$B^{\mathrm{EV}}_{\mathrm{C}}$为电动汽车电池容量；$\mathrm{SOC}_{\max}$为电动汽车电池荷电状态的最大值。

（3）光伏发电约束

利用前文中讨论的预测值，将生成的光伏功率建模为目标函数。

$$0 \leqslant P^t_{\mathrm{PV,g}} \leqslant P^{\max}_{\mathrm{PV,g}} \tag{24}$$

式中，$P^{\max}_{\mathrm{PV,g}}$为光伏可发出的最大功率。

（4）负载需求约束

任何时刻t的负荷需求取决于充电站内用电量和可供充电的电动汽车总数。式（25）将载荷边界限制合并到建议的目标模型中，即

$$0 \leqslant P^t_{\mathrm{C,L}} + P^t_{\mathrm{V,L}} \leqslant P^{\max}_{\mathrm{CM,L}} \tag{25}$$

式中，$P^t_{\mathrm{C,L}}$为社区负荷需求；$P^t_{\mathrm{V,L}}$为电动汽车负荷需求；$P^{\max}_{\mathrm{CM,L}}$为连接到社区微电网上总负荷最大值。

（5）电动汽车电池约束

式（26）和式（27）定义了电动汽车充放电时的功率限制流量。每辆电动汽车的电池容量由式（28）和式（29）定义，式（30）表示每辆电动汽车在防止过充电或者过度放电时电池容纳量的最大值和最小值。式（31）保证了在时间周期结束时电动汽车从充电站返回时是满电的。式（26）保证了V2G和V2V功率的流动，其中V2G和V2V受最小和最大放电功率限制。

$$P^{\min,t}_{\mathrm{V,g}} \leqslant (P^t_{\mathrm{V2G}} + P^t_{\mathrm{V2V}}) \leqslant P^{\max,t}_{\mathrm{V,g}} \tag{26}$$

$$P^{\min,t}_{\mathrm{V,L}} \leqslant (P^t_{\mathrm{PV2V}} + P^t_{\mathrm{G2V}} + P^t_{\mathrm{V2V}}) \leqslant P^{\max,t}_{\mathrm{V,L}} \tag{27}$$

$$\mathrm{SOC}_t = \mathrm{SOC}_{t-1} + \frac{\mathrm{EV}^{\mathrm{C}}_{\mathrm{r}} \times \eta^{\mathrm{C}}_{\mathrm{EV}} \times \mu \times \Delta t}{B^{\mathrm{EV}}_{\mathrm{C}}} \qquad 0 \leqslant \Delta t \leqslant (t_{\mathrm{d}} - t_{\mathrm{a}}) \tag{28}$$

$$\mathrm{SOC}_t = \mathrm{SOC}_{t-1} - \frac{(\mathrm{EV}^{\mathrm{d}}_{\mathrm{r}} / \eta^{\mathrm{d}}_{\mathrm{EV}}) \times \Delta t \times (1-\mu)}{B^{\mathrm{EV}}_{\mathrm{C}}} \tag{29}$$

$$\mathrm{SOC}_{\min} \leqslant \mathrm{SOC}_t \leqslant \mathrm{SOC}_{\max} \tag{30}$$

$$\mathrm{SOC}_t = \mathrm{SOC}_{\max,t} = t_{\mathrm{d}} \tag{31}$$

式中，$B^{\mathrm{EV}}_{\mathrm{C}}$为电动汽车电池容量；$P^{\mathrm{C}}_{\mathrm{EV}}$为电动汽车充电功率；$\eta^{\mathrm{d}}_{\mathrm{EV}}$为电动汽车放电效率；$\mathrm{SOC}_{\max}$为电动汽车电池荷电状态的最大值；$\mathrm{SOC}_{\min}$为电动汽车电池荷电状态的最小值；$\Delta t$为时间间隔。

（6）电力交易约束

该模型的主要目标是使MCC最佳参与多市场系统。式（32）和式（33）描述了购电和售电界限，该限额是日前交易市场、双边交易站和供电公司市场交易的电力函数。二元变量$\omega=\{0,1\}$确保了销售和采购条件。式（34）～式

(36)解释了电力采购市场选择的界限，同时式（37）～式（39）给出了电力销售市场选择的界限。式（40）确保在任何时刻t，交易都被绑定到一个位置。

$$0 \leqslant P_{\mathrm{P}}^{t}(\omega) \leqslant P_{\mathrm{P,DA}}^{t} + P_{\mathrm{P,B}}^{t} + P_{\mathrm{P,D}}^{t} \tag{32}$$

$$0 \leqslant P_{\mathrm{S}}^{t}(1-\omega) \leqslant P_{\mathrm{S,DA}}^{t} + P_{\mathrm{S,B}}^{t} + P_{\mathrm{S,D}}^{t} \tag{33}$$

$$0 \leqslant P_{\mathrm{P}}^{t} \leqslant P_{\mathrm{P,DA}}^{t}(ms^{1}) + P_{\mathrm{P,B}}^{t}(1-ms^{1}) \tag{34}$$

$$0 \leqslant P_{\mathrm{P}}^{t} \leqslant P_{\mathrm{P,DA}}^{t}(ms^{2}) + P_{\mathrm{P,B}}^{t}(1-ms^{2}) \tag{35}$$

$$0 \leqslant P_{\mathrm{P}}^{t} \leqslant P_{\mathrm{P,B}}^{t}(ms^{3}) + P_{\mathrm{P,B}}^{t}(1-ms^{3}) \tag{36}$$

$$0 \leqslant P_{\mathrm{S}}^{t} \leqslant P_{\mathrm{S,DA}}^{t}(ms^{4}) + P_{\mathrm{S,B}}^{t}(1-ms^{4}) \tag{37}$$

$$0 \leqslant P_{\mathrm{S}}^{t} \leqslant P_{\mathrm{S,DA}}^{t}(ms^{5}) + P_{\mathrm{S,SD}}^{t}(1-ms^{6}) \tag{38}$$

$$0 \leqslant P_{\mathrm{S}}^{t} \leqslant P_{\mathrm{S,B}}^{t}(ms^{6}) + P_{\mathrm{S,D}}^{t}(1-ms^{6}) \tag{39}$$

$$0 \leqslant \sum_{i=1}^{6} ms^{i} \leqslant 1 \tag{40}$$

2.3 求解流程分析

所提出模型的流程如图5所示。

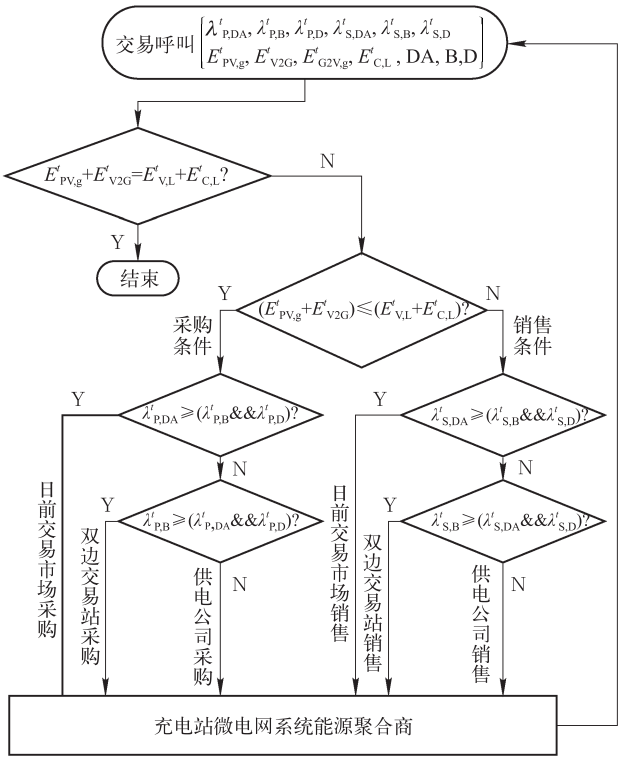


图 5 所提出模型的流程

Fig. 5 Flow chart of the proposed model

其中任何时间t的交易呼叫将检查负载需求与来自各种平台总可用功率的平衡，也就是形成PV和V2G模式。当电力出现亏损或过剩时，充电站微电网系统能源聚合商将参与交易市场，寻找最小的采购成本和最大的销售成本。达到一个平衡以后，能源聚合商会继续检查时间t+1时刻的交易是否平衡，并且每15 min重复一次。

3 算例分析

为增强微电网在多市场中的部署，将该方法应用于公共电动汽车充电站微电网系统。仿真系统包含峰值发电能力为850 kW的光伏系统，100辆电动汽车，典型充电站网架如图6所示。每个电动汽车电池的最小充电状态限制和最大充电状态限制分别为10%和90%。此外，选择3.3 kW充电桩，充放电效率为80%。各平台能源交易成本的最小和最大波段分别为0元/(kW·h)和12元/(kW·h)，任意时刻交易的波段范围为1~500 kW。模拟时间范围(T)为24 h，采样及控制时间间隔为15 min。

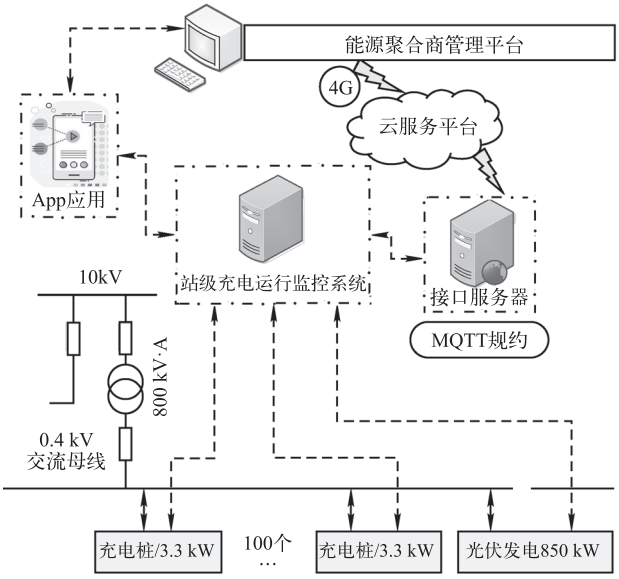


图 6 典型充电站网架

Fig. 6 Typical network rack of charging station

该充电站微电网能源聚合模型由C语言编程实现，使用CPLEX12.5标准选项进行求解，并与其他三种情况进行比较。在模式1中，为了运行优化模型，只考虑日前交易市场。同样，在模式2和模式3中，只考虑了双边交易站和供电公司市场。本文所提能源聚合商模式与日前交易市场、双边交易站和供电公司模式下能源交易成本对比

结果如下表所示。

表　各类模式下支付的总能源成本

Tab. Total energy costs paid in various modes

项目类型	模式1 日前交易市场	模式2 双边 交易站	模式3 供电 公司	模式4 所提 模型
日常消费/元	18 647.9	20 157.1	19 501.3	17 788.1
平均能源销售成本/[元/(kW·h)]	8.51	8.41	8.50	8.67
平均能源购买成本/[元/(kW·h)]	8.95	9.55	9.30	8.62

由上表可以看出，与日前交易市场相比，能源聚合商模式下能源成本降低了4.61%（模式1和4对比），而与双边交易站和供电公司（模式2和模式3）相比，则分别降低了11.75%和8.78%。在该模式下，得到的平均购销成本分别为8.62元/(kW·h)和8.67元/(kW·h)。

全天能源交易价格曲线如图7所示。

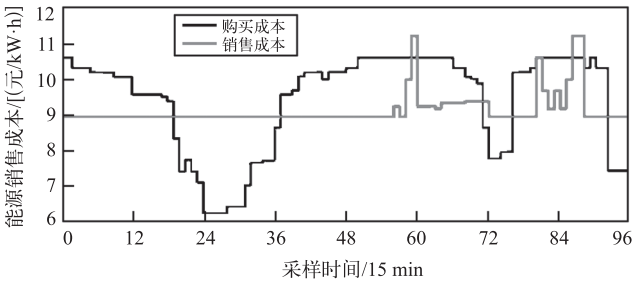


图 7　全天能源交易价格曲线图

Fig. 7 All-day energy trading price chart

图7中，受到该充电站日前负荷响应曲线约束的影响，购买成本变化频繁且波动较大，销售成本在9元/(kW·h)的基准上，在15 h和21 h有两个阶跃增加，保证充电站台区变电站不越限。

本文提出的能源聚合商模式与其他三种模式每天支付和获得的能源交易收益对比情况如图8所示。

由图8可以看出，能源聚合商模式下，所支付成本相比其他三类模式最小，所获取净收益最大。另外，图8在中间某段时间内，由于所有交易平台的交易价格都是一样的，则能源聚合商的模式与其他模式表现一致。

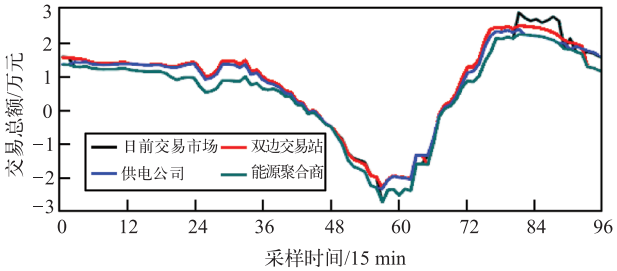


图 8　能源聚合商模式与其他模式成本对比

Fig. 8 Energy aggregator model and other model cost comparison chart

能源聚合商在充电站微电网运行中获得的日平均利润百分比如图9所示。

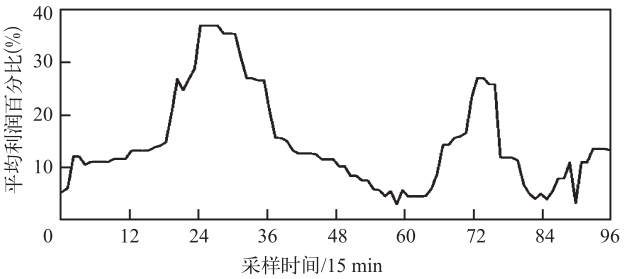


图 9　能源聚合商日平均利润百分比

Fig. 9 Energy aggregator daily average profit percentage

由图9可以看出，能源聚合商日平均收益与该日日期功率负荷响应曲线吻合，说明用电高峰期采用能源聚合商模式具有更好的调控效果，可保证充电站台区变电站下各供用电设备优化运行。

4　结束语

本文所提出的能源聚合商服务模式可满足多市场环境下电动汽车充电站优化调度，具体形成如下结论：

1）基于电动汽车的动态特性，将预测的充电站内能源价格和光伏发电纳入所提出的优化模型中，实现典型充电站多能设备优化配置。

2）通过研究微电网对电动汽车充电管理系统的时间和价格约束，形成基于能源聚合商的充电站优化配置策略，相对其他策略每天能源交易收益提高最大约0.5万元。

3）从市场框架的角度来看，研究电动汽车市场设计具有很大的潜力，这必将提高未来电动汽车充电管理的可靠性和易用性，既经济又环保。

参考文献

[1] 杜明秋，李妍，王标，等. 电动汽车充电控制的深度增强学习优化方法化方法[J]. 中国电机工程学报，2019，39(14)：4042-4049.

[2] 严俊，严凤. 基于两步规划的电动汽车充换电服务设施选址方法[J]. 电力系统保护与控制，2018，46(14)：48-56.

[3] 肖智明，陈启宏，张立炎. 电动汽车双向DC-DC变换器约束模型预测控制研究[J]. 电工技术学报，2018，33(增刊2)：489-498.

[4] 段小宇，胡泽春，崔岩，等. 长时间尺度下的电动汽车有序充放电调度[J]. 电网技术，2018，42(12)：4037-4044.

[5] 姜欣，冯永涛，熊虎，等. 基于出行概率矩阵的电动汽车充电站规划[J]. 电工技术学报，2019，34(增刊1)：272-281.

[6] 杨晓东，张有兵，蒋杨昌，等. 微电网下考虑分布式电源消纳的电动汽车互动响应控制策略[J]，电工技术学报，2018，33(2)：390-400.

[7] 程瑜，陶冀. 快充模式下电动公交充电网络优化规划模型[J]. 电工技术学报，2018，33(增刊2)：586-595.

[8] 朱兰，刘伸，唐陇军，等. 充放电不确定性响应建模与电动汽车代理商日前调度策略[J]. 电网技术，2018，42(10)：3305-3317.

[9] 梁子鹏，陈皓勇，王勇超，等. 含电动汽车的微网鲁棒经济调度[J]. 电网技术，2017，41(8)：2647-2658.

[10] 陈丽丹，张尧，FIGUEIRE Antonio. 电动汽车充放电负荷预测研究综述[J]. 电力系统自动化，2019，43(10)：177-197.

[11] 苏粟，杨恬恬，李玉璟，等. 考虑实时动态能耗的电动汽车充电路径规划[J]. 电力系统自动化，2019，43(7)：136-147.

[12] 付凤杰，方雅秀，董红召，等. 基于历史行驶路线的电动汽车充电站布局优化[J]. 电力系统自动化，2018，42(12)：72-80.

[13] LATIFI M，RASTEGARNIA A，KHALILI A，et al. Optimal design of electric vehicle charging stations considering various energy resources[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics，2019，66(5)：3668-3680.

[14] 吴晨曦，张杰，张新延，等. 考虑电价影响的电动汽车削峰填谷水平评价[J]. 电力系统保护与控制，2019，47(17)：14-22.

[15] 张忠会，胡国宝，李瑞欣. 考虑电动汽车接入的分布式电源出力优化[J]. 电力系统保护与控制，2018，46(6)：120-127.

[16] 王满商，李正明，汪洋. 考虑电动汽车不确定性因素的配电网分布式电源优化布置[J]. 电力系统保护与控制，2019，47(1)：67-72.

[17] 陈凯炎，牛玉刚. 基于V2G技术的电动汽车实时调度策略[J]. 电力系统保护与控制，2019，47(14)：1-9.

[18] 张秀钊，陈姝敏，王志敏，等. 城市快速路口充电站多目标规划[J]. 广东电力，2018，31(4)：79-83.

[19] 石进永，柯慧敏，李充，等. 基于分层优化的充电站电动汽车有序充电策略[J]. 电器与能效管理技术，2018(23)：68-72.

作者简介



田东伟

田东伟（1983－），男，硕士，中级经济师，长期从事新能源项目等涉电业务的战略规划、投资规划与计划、重要经营决策事项管理等工作。

(收稿日期：2019－09－26)EA