

考虑可调能力季节性互补的换充电站参与 能量-备用市场运营策略研究

陈琪臻, 王旭, 蒋传文, 张继行, 侯宇丹, 杨宏坤, 吴汉霄

(电力传输与功率变换控制教育部重点实验室(上海交通大学), 上海市 闵行区 200240)

Operational Strategy for the Participation of Battery Swapping/Charging Stations in the Energy-reserve Market Considering Seasonal Complementarity of Adjustable Capacities

CHEN Qizhen, WANG Xu, JIANG Chuanwen, ZHANG Jihang, HOU Yudan, YANG Hongkun, WU Hanxiao

(Key Laboratory of Control of Power Transmission and Conversion (Shanghai Jiao Tong University),
Ministry of Education, Minhang District, Shanghai 200240, China)

ABSTRACT: Currently, as the interface between electric vehicles (EVs) and the power grid, to improve the revenue of the battery swapping/charging stations (BSCSs), the BSCS participates in the market in the form of an aggregator and at the same time, utilizes the complementary characteristics of the adjustable capacity (AC) of the BSCS, and puts forward a multi-purpose market operation strategy of the BSCS aggregator that takes into account the seasonal differences of AC. First, considering the influence of environmental factors on EVs travel behavior, this paper constructs a road network energy consumption model based on “virtual nodes” and simulates the switching and charging demand of EVs with the lowest energy consumption as the travel goal to analyze the seasonal differences in the uncertainty of EVs’ behavior. Second, to cope with the differences in the switching and charging/discharging behaviors in the BSCS, a switching model is introduced to solve the uncertainty of user response and establish a carving method to satisfy the AC under the continuous operation constraints of the switched-charging service. Finally, based on the reinforcement learning algorithm to solve the operational strategy for BSCS aggregator to participate in the market, the arithmetic example demonstrates the utilization of the complementary characteristics of the AC of BSCS, which smooths out the volatility of the AC due to seasonal rotation and improves the revenue of BSCS aggregators.

KEY WORDS: battery swapping/charging stations; complementary adjustable capacities; charging and switching coordination; electric vehicle aggregators; reinforce learning

摘要: 目前换充电站作为电动汽车(electric vehicle, EV)与电网交互的衔接点, 为了提高换充电站的收益, 以聚合商的形式参与市场, 同时利用换充电站可调能力的季节性互补特性, 提出一种考虑季节性差异的换充电站聚合商参与多元市场运营策略。首先, 考虑环境因素对于电动汽车出行行为的影响, 构建基于“虚拟节点”的路网能耗模型, 并以最低能耗为出行目标, 对换电式EV、插电式EV的换充需求进行模拟, 分析季节性差异的EV入站不确定性。其次, 引入用户入网模式切换模型, 建立满足换充电服务持续性运行约束下的可调度容量的刻画方法。最后, 基于强化学习算法求解换充电站聚合商参与市场的运营策略, 算例表明可利用换充电站可调能力互补特性平抑季节轮换带来的可调能力波动性, 与换充服务分开运行相比提高了聚合商的收益。

关键词: 换充电站; 可调能力互补; 充换电协调; 电动汽车聚合商; 强化学习

DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2024.0734

0 引言

电动汽车换充一体站(battery swapping and charging station, BSCS)是一种新型电动汽车(electric vehicle, EV)集中性充换电设施^[1], 集成快充系统、快换系统于一体, 具备EV负荷波动平抑、削峰填谷、辅助电网故障恢复等优势。2023年12月, 国家发改委发布了《国家发展改革委等部门关于加强新能源汽车与电网融合互动的实施意见》^[2], 提出要结合各省市新能源汽车推广与电力市场改革进展, 积极探索兼顾多方利益的车网互动业务场景和商业模式。BSCS为聚合并引导电动汽车有序充电, 以聚合商的形式参与市场, 不仅可以保障电网的安全运行, 还可以丰富BSCS的盈利模式。

近年来, 对电动汽车聚合商(electric vehicle load

基金项目: 内蒙古自治区“揭榜挂帅”项目(2022JBGS0043)。

Project Supported by the Inner Mongolia Science and Technology Plan Under Grant 2022JBGS0043.

aggregator, EVA)参与市场的运营策略已经开展了较多的研究。而规模化电动汽车参与电力市场离不开对其可调节容量的量化研究。可调节容量表征电动汽车的调节潜力,为规模化电动汽车参与市场报价报量提供依据。文献[3-5]开发了一种评估规模化电动汽车实时可调节容量的方法,该方法旨在为电网频率调节提供辅助,通过精确计算电动汽车在不同条件下能够贡献的调节容量,从而增强电网的稳定性。为了解决可调节容量直接量化方法在大规模电动汽车集群优化调度等应用中存在的优化变量及约束条件繁多问题,已有研究提出通过能量可行域方法^[6-12]表征集群的调节能力,在保留变量关系的同时降低模型的维度,将电动汽车单体能量可行域聚合得到集群能量可行域,以集群的功率及能量作为后续模型中的优化变量。文献[13]考虑了电动汽车集群的不确定性,提出了一种具有鲁棒边界的通用虚拟电池模型。此外,文献[14]通过构建多面体集合来进行表征,利用了多面体的几何特性来模拟和界定电动汽车在不同约束条件下能够达到的状态范围。以上文献基于用户约定充电计划对电动汽车单体和集群的可调节容量进行评估,并进一步分析不同充电策略和应用场景对集群实时可调度容量的影响,所得评估结果充分挖掘了电动汽车的调节潜力,但没有考虑换电和充/放电可调度能力的差异,不能直接作为后续参与能量-辅助服务市场时的聚合商申报量,需要用新的刻画方法来表征电动汽车用户的可调度容量。

上述文献主要从数学建模的角度进行研究,并未充分考虑交通网络和电力网络两个维度对电动汽车调节容量的影响。研究中缺少了对道路拥堵、环境因素以及排队现象如何影响电动汽车充电需求的深入分析和数据支撑。为此,文献[15-16]通过分析历史数据和气象信息,对交通流量进行了聚类分析,并探讨了影响因素,随后构建了决策树模型,用以预测不同功能区域内EV的充电需求在时间和空间上的分布情况。文献[17-18]采用了有限理性满意决策准则,发展了一个多层次的Logit模型,用于模拟出行者在多种出行方式中的选择行为,该模型考虑了出行者在决策过程中可能不会做出完全理性的决策,而是在可行的选择中寻找一个不完全理性的方案;如何考虑交通网络下不同类型电动汽车用户参与响应的意愿的不确定性,并量化EVA的可调度容量来优化运营策略,是仍待研究的重要问题。

考虑可调度容量差异下EVA的运营研究,目前一般通过对EVA在市场中的风险因素和用户侧

需求侧响应能力进行建模,并对其进行优化调度。文献[19-21]提出了一种利用两阶段人工神经网络的自适应竞价策略,旨在帮助EVA向系统运营商提交最优报价,同时满足其用户的预期需求,使得负荷聚合商能够在电力市场中做出更加精准的决策。文献[22-23]开发了一种用户侧广义储能的不确定性响应模型,该模型将用户与储能资源相结合,研究了EVA如何通过参与电力辅助服务市场来提高其市场收益。EVA接入市场后,合理度量EVA在不确定性环境下的可调度能力,并实现EVA代理主体行为的优化调度,是提高EVA运营收益的关键。针对以上分析,本文提出一种考虑可调度能力季节性互补的换充电站参与能量-备用市场运营策略,主要贡献如下:

1)构建考虑季节特性差异的EV能耗时空分布模拟方法,将环境因素对于用户出行的影响纳入路网模型之中,并建立基于换充电站“虚拟节点”的改进路网模型,将最短路径问题转化为最低能耗路径问题,对换电式EV与插电式EV的出行进行模拟。

2)考虑到不同类型用户对于电池损耗、响应激励价格的不完全理性心理,建立用户响应模式切换模型,对BSCS中规模化插电式EV可调度容量进行刻画,得到季节差异下的充/放电服务为EVA提供的可调度容量。由于换电式EV入站更换电池时电池状态(state of charge, SOC)的不同,划分入站电池区间,建立满足换电服务持续性运行约束下的可调度容量的刻画方法。

3)基于强化学习算法,构建考虑规模化EV时空分布不确定性的EVA换充服务可调能力互补参与市场的博弈模型,在多维连续报价和市场状态空间中进行模型求解,使得在多维连续策略空间中寻找EVA最优竞价策略得以实现。

1 季节特性差异的EV能耗时空分布模型

城市交通网状况与电网运行状况密不可分。城市交通网道路拥挤程度、通行能力、环境因素会影响车主出行路径、行驶时间、行驶耗能,其中季节变化包括温度、降水等其他自然因素的变化对于车主的旅行特征,尤其是对社交和休闲活动有显著影响,进而改变电动汽车真实的出行场景下的充电地点及充电时间,改变配电网负荷时空分布,甚至影响其入网能提供的灵活性裕度。考虑到上述因素,本文基于统计数据,模拟季节变化下EV出行行为,并结合改进的路网模型,计算多场景下的EV并网

负荷的时空分布。

1.1 最低能耗路网模型

插电式 EV(plug-in EV, PEV)和换电式 EV(battery swap EV, BSEV)出行行为是一致的,但在入站后的行为存在差异:PEV 入站后会产生充电时间;BSEV 入站后不会需要充电时间;PEV 旅途中入站时 SOC 状态可能分布于任意区间,且往往不会充满电,而是倾向于充 25%、50%左右便开始下一段行程;BSEV 路途中 SOC 较低时才会前往换充电站,且入站后就会换上满电的电池。因此对规模化车辆换充需求进行模拟时,两种车型需要分开考虑。此外,出行过程中,充放电和行驶这两种车辆行为在本质上非常相似:1) 耗费一定的时间(由于充放电功率的限制和排队时间);2) 产生费用;3) 改变电池的 SOC。

于是,本文考虑将行驶模拟和入站充电行为统一转化为最短路径问题。在传统路网中的基础上,将在路网上每一个有电站的节点旁额外添加一个“虚拟节点”,通过相同的连接方式与其他节点连接起来,而每一条边对应的权重则由表示耗电量变更为充电量,形成能耗邻接矩阵。以图 1 为例进行说明,多个路段交叉点组成交通节点集 $V = \{1, 2, 3, 4, 5\}$;交通网中包含 5 个路段,表示为 $E = \{d_{12}, d_{14}, d_{24}, d_{23}, d_{34}, d_{25}, d_{35}\}$, d 对应通过路径所产生的能耗;对应的邻接矩阵 D 如式(1)所示;以 BSCS 位于节点 5 为例,生成虚拟节点 $5'$,于是邻接矩阵也发生了改变,但虚拟节点所关联的边 $d_{5'3}, d_{5'2}$ 为单向路径且参数与 d_{53}, d_{52} 相同,而 $d_{55'}$ 则为变参,使得 BSEV 和 PEV 的入站差异在此体现。将传统路网邻接矩阵转变为能耗邻接矩阵 D' ,将出行模拟最短路径问题转换为最低能耗问题。

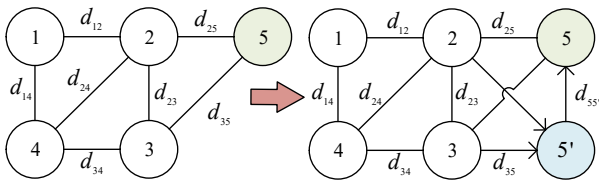


图 1 能耗邻接矩阵

Fig. 1 Energy-consuming adjacency matrix

$$D'(G) = \begin{bmatrix} 0 & d_{12} & \infty & d_{14} & \infty & \infty \\ d_{12} & 0 & d_{23} & d_{24} & d_{25} & \infty \\ \infty & d_{23} & 0 & \infty & \infty & \infty \\ d_{14} & d_{24} & \infty & 0 & d_{55'} & \infty \\ \infty & d_{25} & \infty & d_{55'} & 0 & d_{55'} \\ \infty & d_{25} & d_{35} & \infty & d_{55'} & 0 \end{bmatrix} \quad (1)$$

1.2 考虑季节差异的 EV 能耗模型

考虑到用户出行的行为以及车载服务(如空调等)的开启情况都会受到季节的影响,因此本文构建春夏秋冬四季典型日下差异的出行概率矩阵,来刻画季节变化对于车辆行驶能耗的影响。本文将路网划分为 4 个区域^[24],包括: H 表示居民区, S 表示商业区, PS 表示公共服务区, W 表示工作区,并将路网中各个节点匹配到各个区域之中,概率转移矩阵模型如下:

$$P = \begin{bmatrix} H & p_{11} & p_{12} & p_{13} & p_{14} \\ S & p_{21} & p_{22} & p_{23} & p_{24} \\ PS & p_{31} & p_{32} & p_{33} & p_{34} \\ W & p_{41} & p_{42} & p_{43} & p_{44} \end{bmatrix} \quad (2)$$

$$0 \leq p_{ij} \leq 1 \quad (3)$$

$$\sum_{j=1}^4 p_{ij} = 1, i = 1, 2, 3, 4 \quad (4)$$

结合美国 NHTS2017 统计数据^[25],将一日内划分为 3 个时段,间隔 8h,认为在同一时段下 EV 的出行规律相似。各个季节每个时段的出行概率转移矩阵见附录 A 图 A1。

由于一年四季下的温度迥异,而环境温度对于电池容量的影响是不可忽视的,电池容量也会影响车主的出行行为,因此本文参考文献[26]对环境温度与电池容量之间的关系进行建模(见附录 A 式(A1))。如图 2(a)所示,当环境温度较高时,对于电池容量上限影响可以忽略不计。当环境温度低于参考温度时,电池容量上限大幅下降。

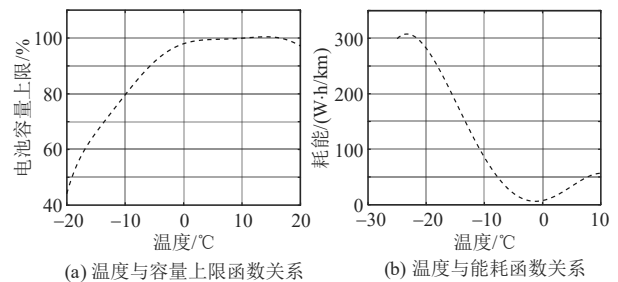


图 2 空调开启概率及其能耗关系

Fig. 2 Relationship between air conditioner on probability and its energy consumption

此外,车载空调服务产生的能耗与环境温度也有很强的相关性。同时,在极端寒冷的天气条件下,空调系统甚至可能成为电池的主要负载,根据文献[27],通过多项式拟合,可以得到不同温度条件下空调能耗与环境温度的关系,如图 2(b)所示。同时,车主通常在环境温度为 11℃左右时开启制热模式,而在温度为 30℃左右时开启制冷模式,因此本文将空调的开启概率表征为正态分布 f_2 ,只在开始行程时判断此次出现是否开启车载空调服务(如

附录 A 图 A2)。

$$f_2(t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\delta}} e^{-\frac{(t-u)^2}{2\delta}} \quad (5)$$

$$\begin{cases} u = 10.85, \delta = 2.14, \text{制热} \\ u = 29.4, \delta = 1.75, \text{制冷} \end{cases} \quad (6)$$

$$f_3(t) = a_4 t^4 + a_3 t^3 + a_2 t^2 + a_1 t + a_0 \quad (7)$$

式中: $f_3(t)$, 表示环境温度 t 下产生的空调能耗;

$$a_4 = -0.000117, \quad a_3 = 0.004853, \quad a_2 = 0.195181, \\ a_1 = -8.799674, \quad a_0 = 85.353171.$$

为了计算能耗邻接矩阵中各路网道路通行产生的能耗, 本文参考文献[28], 构建基于路网实时车流量统计的速度-流量实用模型, 详见附录 A 式 (A2)(A3)。

1.3 换充需求时空预测模型

本文出行模拟流程见附录 A 图 A3。1) 首先生成各类车型的基本参数, 如车型、电池容量上限、初始 SOC、出行开始时段、期望充能值 E_{exp} 等参数。2) 根据季节概率矩阵抽取目的地所处功能区的随机路网节点, 并基于不同车辆的期望充能值生成能耗邻接矩阵, 将最短路径问题转化为最低能耗路径问题。3) 通过 Dijkstra 算法求该季节下出行的最低能耗路径, 并基于该路径计算耗电量, 更新电池 SOC。如若最低能耗路径中途经 BSCS, 则根据 E_{exp} 计算入站停车时长。4) 根据路径计算其入站时间 t_{start} 、出站时间 t_{end} , 保存相关数据于对应 BSCS 中。

2 换充电站运行功率边界刻画方法

EV 入站接入电网后, 在满足 EV 个体需求的前提下, 借助车网互动技术可参与到电网的调度计划中。由于本文考虑正常入站充放电和换电两种模式, 而两者所能控制的可调度能力存在差异, PEV 入站后需要保持车辆停留在站内, 而 BSEV 入站后更换下来的备用电池则有更多的控制空间, 因此本文将两种类型入站后能提供的可调度域分开建模, 以更好地刻画真实的响应能力。

2.1 不同响应模式的 PEV 可行域分析

PEV 的响应能力与其调度弹性密切相关, 充/放电可行域越宽, 从起始状态点运行至目标状态点的可行调度路径的功率、电量差异就会越大, 体现为调度弹性增大。根据第一部分 EV 出行模拟, 可以得到 EV 入站时的五维状态行向量 $\mathbf{S}_{\text{evcs}} = [E_{\text{start}}, E_{\text{exp}}, E_{\text{ms}}, t_{\text{start}}, t_{\text{end}}]$, 依次分别为入站时 SOC、离站时期望 SOC、满足下一出行需求的保底 SOC、入站时间、期望出站时间, 对上述参数加以整理后, 建立 PEV 可调度能力的功率边界和电量边界约束。

PEV 用户入站后往往不会自愿参与到电站的充/放电管理之中, 因此电站本身需要设立相应的激励机制, 提升 PEV 用户入站后参与响应的积极性。同时, 为了体现不同 PEV 用户对于电池损耗的差异性, 本文将 PEV 入网模式划分为 3 种, 在 PEV 入站后上报系统, 不同模式的 SOC 边界如图 3 所示, 以刻画不同响应能力对于可调度能力的影响。不同响应模式对应不同的激励价格, 面对差异的激励价格, 用户当前的入网模式存在被切换的可能性, 因此还需要将 PEV 入网模式的切换不确定性考虑进来。此外, 为了满足 PEV 用户的出行需求, 入网后电站需要先将其充满至 E_{ms} , 才能对充放电行为进行控制, 从而保证 PEV 参与响应后并不影响用户的出行需求。

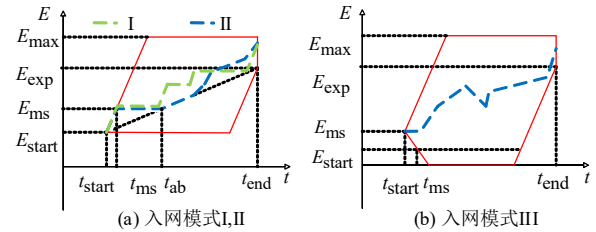


图 3 各入网模式可调度能力

Fig. 3 Feasible region for each mode

1) PEV 入网模式 I。PEV 入网后不进行放电, 同时系统只能延迟 PEV 充电开始的时间, 无法改变其充电的功率的大小。该入网模式响应能力较差, 但对于电池的影响较小, 因而激励较少。其充电功率边界约束如下:

$$P_j^I(t) = \Gamma_{\text{ch},j}^I(t) P_{L,j}^I(t) \eta_L \quad (8)$$

$$P_{L,j}^I(t) = P_{L,j}^{I,\max} \quad (9)$$

$$E_{j,\min}^I(t) = \begin{cases} E_{j,\text{ms}}^I, & t_{\text{start}} \leq t < t_{\text{ab}} \\ E_{\text{exp}}^I - P_{L,j}^{I,\max}(t_{\text{exp}} - t), & t_{\text{ab}} \leq t \leq t_{\text{end}} \end{cases} \quad (10)$$

$$t_{\text{ab}} = t_{\text{end}} - \frac{E_{j,\text{exp}}^I - E_{j,\text{ms}}^I}{P_{L,j}^{I,\max}} \quad (11)$$

$$E_j^I(t) = E_j^I(t-1) + P_j^I(t) \Delta t \quad (12)$$

$$t_{\text{ms}} = \frac{E_{j,\text{ms}}^I - E_{j,\text{start}}^I}{P_{L,j}^{I,\max}} \quad (13)$$

式中: $P_j^I(t), P_{L,j}^I(t)$ 为模式一下 t 时刻下车辆 j 的实时充电功率; $\Gamma_{\text{ch},j}^I(t)$ 表示模式 I 下限制充放电次数的 01 变量; $P_{L,j}^{I,\max}$ 为充电功率上限; $E_j^I(t)$ 为 t 时刻 PEV 的 SOC; t_{ab} 为模式一下 PEV 可控开始时间; η_L 为充电效率; t_{ms} 为模式一下 PEV 不可控时长; 其他变量对应从第一阶段出行模拟已知的五维状态行向量。为了方便分析, 本文将充放电过程离散化, 将一个充放电周期切割为多个 Δt 时段, 并得到

式(13)的约束。

2) PEV 入网模式 II。PEV 入网后不进行放电, 但系统可以改变其充电功率的大小, 且入网后车辆处于锁定的状态, 无法在 t_{end} 之前主动离网。该入网模式响应能力一般, 因此该模式的激励居中。其充电功率边界约束如下:

$$P_j^{\text{II}}(t) = \Gamma_{\text{ch},j}^{\text{II}}(t)P_{L,j}^{\text{II}}(t)\eta_L \quad (14)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_j^{\text{II}}(t) \leq P_{L,j}^{\text{II,max}}, & E_j^{\text{II}}(t) \geq E_{j,\text{ms}}^{\text{II}} \\ \theta_{\text{dis}}^{\text{II}} \leq P_j^{\text{II}}(t) \leq P_{L,j}^{\text{II,max}}, & E_j^{\text{II}}(t) < E_{j,\text{ms}}^{\text{II}} \end{cases} \quad (15)$$

$$\theta_{\text{dis}}^{\text{II}} = (E_{j,\text{exp}}^{\text{II}} - E_{j,\text{start}}^{\text{II}}) / (t_{\text{end}} - t_{\text{start}}) \quad (16)$$

$$\begin{cases} E_j^{\text{II}}(t) = E_{j,\text{exp}}^{\text{II}}, & t_{\text{exp}} \leq t \\ E_{j,\text{min}}^{\text{II}} \leq E_j^{\text{II}}(t) \leq E_{j,\text{max}}^{\text{II}}, & t_{\text{start}} \leq t < t_{\text{end}} \end{cases} \quad (17)$$

$$E_{j,\text{min}}^{\text{II}}(t) = \begin{cases} E_{j,\text{start}}^{\text{II}} + \theta_{\text{dis}}^{\text{II}}(t - t_{\text{start}}), & t_{\text{start}} \leq t < t_{\text{ms}} \\ E_{j,\text{ms}}^{\text{II}}, & t_{\text{ms}} \leq t < t_{\text{ab}} \\ E_{j,\text{exp}}^{\text{II}} - P_{L,j}^{\text{II,max}}(t_{\text{end}} - t), & t_{\text{ab}} \leq t \leq t_{\text{end}} \end{cases} \quad (18)$$

$$t_{\text{ab}} = t_{\text{end}} - (E_{j,\text{exp}}^{\text{II}} - E_{j,\text{ms}}^{\text{II}}) / P_{L,j}^{\text{II,max}} \quad (19)$$

$$E_j^{\text{II}}(t) = E_j^{\text{II}}(t-1) + P_j^{\text{II}}(t)\Delta t \quad (20)$$

$$t_{\text{ms}} = t_{\text{start}} + \theta_{\text{dis}}^{\text{II}}(E_{j,\text{ms}}^{\text{II}} - E_{j,\text{start}}^{\text{II}}) \quad (21)$$

式中: $\theta_{\text{dis}}^{\text{II}}$ 为中间变量, 为模式 II 下入网时 $E_{j,\text{start}}^{\text{II}}$ 与离网时期望 $E_{j,\text{exp}}^{\text{II}}$ 的连线的斜率, 用于计算 t_{ms} ; 其他变量的含义与模式 I 中相似, 仅是上标由 I 变为了 II, 此处不再赘述。

3) PEV 入网模式 III: PEV 入网后处于锁定状态, 无法在 t_{end} 之前离网, 系统可对其进行充/放电功率控制, 该模式具有最好的响应能力, 但对于频繁的充放电也意味着对电池的高损耗, 因此设置的激励价格在 3 种模式中最高, 其边界约束在模式 II 的基础上有所不同, 将以下约束替换模式 II 中的式(14)(15), 即为模式 III 的边界约束:

$$P_j^{\text{III}}(t) = \Gamma_{\text{ch},j}^{\text{III}}P_{L,j}^{\text{III}}(t)\eta_L - \Gamma_{\text{dis},j}^{\text{III}}P_{G,j}^{\text{III}}(t)/\eta_G \quad (22)$$

$$\begin{cases} -P_{G,j}^{\text{III,max}} \leq P_j^{\text{III}}(t) \leq P_{L,j}^{\text{III,max}}, & E_j^{\text{III}}(t) \geq E_{j,\text{ms}}^{\text{III}} \\ \theta_{\text{dis}}^{\text{III}} \leq P_j^{\text{III}}(t) \leq P_{L,j}^{\text{III,max}}, & E_j^{\text{III}}(t) < E_{j,\text{ms}}^{\text{III}} \end{cases} \quad (23)$$

$$P_{L,j}^{\text{III}}(t)P_{G,j}^{\text{III}}(t) = 0 \quad (24)$$

式中: $\theta_{\text{dis}}^{\text{III}}$ 为中间变量, 为模式 III 下入网时 $E_{j,\text{start}}^{\text{III}}$ 与离网时期望 $E_{j,\text{exp}}^{\text{III}}$ 的连线的斜率, 用于计算 t_{ms} ; 其他变量的含义与模式 I 中相似, 仅是上标由 I 变为了 III, 此处不再赘述。

在本文场景下, 3 种模式之间对应着不同的充电桩控制类型, 明确充/放电负荷的特点对 EVA 设激励价格优化调度具有现实意义^[29], 其特点如附

录 A 表 A1 所示。

2.2 考虑实时工况的充/放电服务功率边界计算

以最小充电成本为优化目标, 求解 PEV 入网后的最优充放电路径, 即可得到在可行功率边界范围内的 PEV 负荷情况。

$$\min B_{j,\text{EV}}^i = \sum_{t_{\text{start}}}^{t_{\text{end}}} P_j^i(t)\alpha_c(t) + \sum_{t_{\text{start}}}^{t_{\text{end}}} (\Gamma_{\text{ch},j}^i + \Gamma_{\text{dis},j}^i)\pi_c^i - \beta_c^i, \forall i \in \text{I, II, III} \quad (25)$$

式中: $P_j^i(t)$ 为模式 i 下 PEV 的入网负荷; $\alpha_c(t)$ 为 t 时刻的电价; β_c^i 表示模式 i 下的激励价格, 本文假设参与响应系统就提供回报; π_c^i 为电池充放电损耗的量化成本的量化价格, 且 $\pi_c^{\text{III}} > \pi_c^{\text{II}} > \pi_c^{\text{I}}$, 不同模式对于电池的损耗程度是不一样的; $\Gamma_{\text{ch},j}^i(t) = 0$ 表示 EV 处于非充电状态, $\Gamma_{\text{ch},j}^i(t) = 1$, 表示 EV 处于充电状态; $\Gamma_{\text{dis},j}^i(t) = 0$ 表示 EV 处于非放电状态, $\Gamma_{\text{dis},j}^i(t) = 1$, 表示 EV 处于放电状态。此外, 为了保护用户电池寿命, 对充/放电次数 $N_{\text{ch},j}, N_{\text{dis},j}$ 进行限制:

$$\begin{cases} \sum_{t_{\text{start}}}^{t_{\text{end}}} \Gamma_{\text{ch},j}^i \leq N_{\text{ch},j}, \forall i \in \text{I, II, III} \\ \sum_{t_{\text{start}}}^{t_{\text{end}}} \Gamma_{\text{dis},j}^i \leq N_{\text{dis},j}, \forall i \in \text{III} \end{cases} \quad (26)$$

不论何种入网模式, 3 种模式之间激励 $[\beta_c^{\text{I}}, \beta_c^{\text{II}}, \beta_c^{\text{III}}]$ 的差异会影响用户的响应情况, 模式 I 到模式 III, 负荷聚合商对电动汽车的调节越来越自由, 但用户对车辆的掌握性越来越弱。在既定的价格设置下, 用户可能会出现切换入网模式的行为, 本文考虑基于 Logistic 函数对用户保留在当前入网模式的概率进行建模, 并依次推导得到用户改变入网模式的转移概率矩阵, 具体流程如下:

$$R_{\text{sw}}^i(X_{\text{sw}} = 1) = 1 / (1 + e^{-x_{\text{sw}}^i}) \quad (27)$$

$$x_{\text{sw}}^i = a_{\text{sw}} + b_{\text{sw}}^1 \Delta \beta_i^{\text{II}} + b_{\text{sw}}^2 \Delta \beta_i^{\text{III}}, \forall i, ii \in \text{I, II, III}; i \neq ii \quad (28)$$

$$\Delta \beta_i^{\text{II}} = |\beta_c^i - \beta_c^{\text{II}}|, \forall i, ii \in \text{I, II, III}; i \neq ii \quad (29)$$

$$a_{\text{sw}} = 1 / \pi_c^i, \forall i \in \text{I, II, III} \quad (30)$$

式中: R_{sw}^i 表示模式 i 下用户仍处在当前响应模式的概率; X_{sw} 为 x_{sw}^i 的事件, 为概率统计概念, $X_{\text{sw}} = 1$ 表示事件发生; x_{sw}^i 为影响 Logistic 函数的参数, 受到基准概率系数 a_{sw} , 变量系数 $b_{\text{sw}}^1, b_{\text{sw}}^2$ 的影响, 其中, a_{sw} 用来区分 3 种模式下 PEV 用户对于电池损耗接受度之间的差异, 在面对相同激励时, 用户接受模式 I 的概率最大, 接受模式 III 的概率最小; $\Delta \beta_i^{\text{II}}$ 为模式 i 与模式 ii 激励价格的价差绝对值。

求解每一辆 PEV 基于当前充电价格和激励价格的最低充/放电成本问题, 得到当前工况的功率曲

线^[30], 并比较功率边界和变量边界量化 PEV 提供的上下可调能力 $\bar{P}_{j,c}(t)$ 、 $P_{j,c}(t)$:

$$\bar{P}_{j,c}(t) = \max \left(\min \left(\begin{array}{l} P_{G,j}^{i,\max} + P_j^i(t), \\ \frac{E_j^i(t) - E_{j,\min}^i(t+1)}{\Delta t} + P_j^i(t), \\ P_j^i(t), \quad \forall i \in \text{I, II, III} \end{array} \right), 0 \right) \quad (31)$$

$$P_{j,c}(t) = \max \left(\min \left(\begin{array}{l} P_{L,j}^{i,\max} - P_j^i(t), \frac{E_{j,\max}^i - E_j^i(t)}{\Delta t} \\ -P_j^i(t), \quad \forall i \in \text{I, II, III} \end{array} \right), 0 \right) \quad (32)$$

式中: $E_j^i(t) - E_{j,\min}^i(t+1)$ 为第 t 时段内的最大可放电量; $[E_j^i(t) - E_{j,\min}^i(t+1)] / \Delta t + P_j^i(t)$ 则为考虑当前工况下 EV 的可放电量潜力。

于是得到 PEV 集群的可调度能力:

$$\bar{P}_{t,n}^{\text{EVCS}} = \sum_{j=1}^J \bar{P}_{j,c}(t) \quad (33)$$

$$P_{t,n}^{\text{EVCS}} = \sum_{j=1}^J P_{j,c}(t) \quad (34)$$

2.3 换电备用电池状态转化模型

装载在 BSEV 上的电池组通常不具备可控特性, 对于换电服务(battery swapping services, BSS)中的备用电池组, 通过一个四维的行向量表示其入站时所处状态, 即

$$\mathbf{S}_{\text{bss}} = [E_{\text{start}}, E_{\text{exp}}, t_{\text{start}}, t_{\text{end}}] \quad (35)$$

电池组作为一种经济商品, 为电动汽车使用者提供能量补给, 站在 BSEV 用户的角度, 都希望换上一组满电的电池组, 因此电池组充电结束时的荷电状态应有 $E_{\text{exp}} = E_{\text{max}}$ 。为了确定备用电池组的受控状态, 做出以下假设: 1) 单位时间内电池组的充电电量相同。2) 电池组从电动汽车换下后, 状态信息均为已知量。3) 电池组充至满电状态时才可停止充电, 但系统可以延迟电池组开始充电的时间。4) 换电模式下换电操作所消耗时间忽略不计。

通常情况下, BSEV 用户会在电池电量降到一定程度(如 20%~30%左右)时才会前往电站换电, 以免电量完全耗尽导致无法行驶。但也有一些情况下车主会在在电池电量还有一定剩余(例如拥有较高里程焦虑的车主)时前往电站, 以保证行驶的安全和稳定性。因此, 本文参考文献[31]对电站中的电池 SOC 状态进行划分, 并得到电站连续运行的备用电池状态约束, 详见附录 A 式(A4)~(A9)。

2.4 换电运行功率边界刻画方法

要研究整个 BSS 能提供的可调度能力, 即寻找满足 BSS 运行需求下的功率上下边界。若以整个

BSS 为视角, 只要 BSS 的充电功率在该范围内, 则都能保障各个时段的换电需求以及后续周期的运营。而 BSS 站内备用电池组错综复杂的状态变化关系是寻找运行功率上下边界的难点之一, 同时, BSS 能提供调度能力的前提条件是充分发挥自身备用电池的作用, 在满足换电需求的情况下全力推迟备用电池的充电时间。因此, 可将寻找 BSS 运行功率下边界的问题描述为: 在满足各个时段换电需求的前提下推迟部分备用电池的充电时间, 实现各个时段下最少的在充电电池数量。而 BSS 运行功率的上边界, 则主要受限于站内配有的备用电池充电机数量以及未满电的备用电池数量, 其大小与两者之间最小值线性相关。综上, 本文将从一个单一电池区间下求 BSS 运行功率边界的例子, 拓展到全电池区间下求 BSS 运行功率边界。

设 $x(t)$ 表示 BSCS 中刚换下的电池中从 t 时刻开始充电的电池数量; $x'(t)$ 表示 t 时刻刚刚充满电的电池数量; $y(t)$ 表示剩余的可换备用电池数量; $a(t)$ 表示累计总共在充电电池的数量; $b(t)$ 表示延迟充电的备用电池数量; 根据第一部分的仿真结果, 可以得到每一个 BSCS 的换电需求 $D(t)$, 表示 t 时刻下会产生的换电电池数量。以所有时段下可换的备用电池总数最小为目标, 即可得到在满足换电需求下最少充电负荷, 于是将问题建模为

$$\min \sum_{t \in T} y(t) \quad (36)$$

$$0 \leq x(t) \leq N_{\text{max,sw}} \quad (37)$$

$$0 \leq x'(t) \leq D(t) \quad (38)$$

$$0 \leq y(t) \leq y(0) \quad (39)$$

$$y(t) = y(0) - a(t) - b(t), t \in (0, T] \quad (40)$$

$$\begin{cases} a(t) = \sum_{i=0}^t [x(i) - x'(i)] \\ b(t) = \sum_{i=0}^t [D(i) - x(i)] \end{cases} \quad (41)$$

式中: 约束(37)~(39)保证备用电池满足上下限约束, $x(t), x'(t)$ 必须小于等于此时刻的换电需求, $y(t)$ 必须少于等于备用电池总数; 约束(40)表示时刻 t 的可换备用电池数量等于总备用电池数减去累计在充的电池与累计没在充的空电池之和; 约束(41)第一个公式表示刚换下就充的电池数量减去刚刚充满的数量并进行累加, 得到 t 时刻总计正在充电的电池数量; 同理, 约束(41)第二个公式表示刚换下来的电池中剩余未在充的电池总数, 为 t 时刻前所有时刻的换电需求数量之和减去换下就充的电池数量之和。

对于刚刚充满电的电池数量 $x'(t)$, 其大小取决于当前 SOC 区间备用电池充满电所需的时间, 以

区间为 $[0.2, 0.3]$ SOC 的电池为例, 假设从 20% 充至 90% 所需的时间为 T_{need} 时刻, 那么这些刚换下的电池至少需要在 $t = 1 + T_{\text{need}}$ 时刻才能投入使用, 因此有:

$$x'(t) = \begin{cases} 0, & t \leq T_{\text{need}} \\ x(t - T_{\text{need}}), & t > T_{\text{need}} \end{cases} \quad (42)$$

式中: $t \leq T_{\text{need}}$ 时由于电池刚刚开始充电, 因此刚刚充满电的电池数量为 0; 而在其他时段, $x'(t) = x(t - T_{\text{need}})$ 即在 t 时刻刚充满电的电池数量等于 T_{need} 个时刻前开始充电的电池数量。

求解以上最少备用充电负荷优化问题, 可以得到满足换电需求下各个时刻刚换下就充的备用电池数量 $x(t)$, 即最小曲线。该优化问题旨在满足换电需求的前提尽量推迟备用电池开始充电的时间, 因此会造成换下来的未充电的电池的堆积(堆积的电池数量即 $b(t)$), 将所有堆积的电池进行充电, 则得到最大充电功率曲线。因此, BSCS 能够提供的可调度能力, 即为满足换电需求下最少充电电池数量与最大电池数量所包络的范围, 如图 4 所示中浅绿色部分。但进一步分析不难发现, BSS 的可行域还受到另一条包络线的限制, 若所有换电的电池换下后便开始充电, 形成曲线 $c(t)$, 这使得 BSS 在满足换电需求的情况下在换电初期便产生较大的负荷, 因此对于 BSS 的可行域分析需要将该曲线考虑进去, 于是得到图 4 中浅橙色区域所示的负荷可调度域。

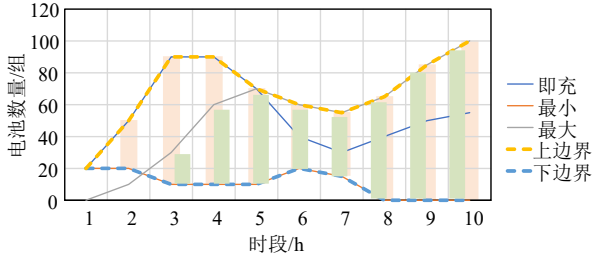


图 4 BSS 可调度能力

Fig. 4 Feasible region of BSS

设 $P_{\text{cu}}^{\text{BSS}}$, $P_{\text{cd}}^{\text{BSS}}$ 分别表示 BSS 的可调度域的上下限, 将上述过程描述为

$$\begin{cases} P_{\text{cu}}^{\text{BSS}}(t) = \max[b(t), c(t)]P_{\text{rtd}}^{\text{BSEV}} \\ P_{\text{cd}}^{\text{BSS}}(t) = \min[x(t), c(t)]P_{\text{rtd}}^{\text{BSEV}} \end{cases} \quad (43)$$

$$c(t) = \sum_{i=0}^t [D(i) - x'(i)] \quad (44)$$

式中: $P_{\text{cu}}^{\text{BSS}}$ 的取值为 $b(t), c(t)$ 两条包络线中的最大值; $P_{\text{cd}}^{\text{BSS}}$ 的取值为 $x(t), c(t)$ 两条包络线中的最小值; $c(t)$ 等于各个时刻换下来的电池中未充电的电池数累加; $P_{\text{rtd}}^{\text{BSEV}}$ 为 BSS 备用电池额定充电功率。

最后, 结合第 2.3 节提出的划分 SOC 区间 BSS

稳定运行约束, 可以得到如下的求运行功率下边界的优化问题:

$$\text{obj: } \min \sum_{t \in T} N_{M,s,t} \quad (45)$$

$$\text{s.t. } \begin{cases} 0 \leq N_{\text{all},c,t} \leq N_{\text{max},\text{sw}}, \forall t \in T \\ 0 \leq N_{M-1,c,t} \leq N_{\text{all},d,t}, \forall t \in T \\ N_{M,s,t} = N_{M,s,0} - \sum_{i=0}^t (N_{\text{all},d,i} - N_{M-1,c,i}) \\ \text{式(A4)—(A9)} \end{cases} \quad (46)$$

式中: 各变量定义见附录 A。

于是可以得到, 考虑电池 SOC 区间划分的 BSS n 负荷可调度域功率上下边界 $\bar{P}_{t,n}^{\text{BSS}}$, $\underline{P}_{t,n}^{\text{BSS}}$ 为

$$\begin{cases} \bar{P}_{t,n}^{\text{BSS}} = \max \left(\begin{matrix} N_{\text{all},d,t} - N_{\text{all},c,t} \\ N_{\text{all},d,t} - N_{M-1,c,t} \end{matrix} \right) P_{\text{rtd}}^{\text{BSEV}} \\ \underline{P}_{t,n}^{\text{BSS}} = \min \left(\begin{matrix} N_{\text{all},c,t} \\ N_{\text{all},d,t} - N_{M-1,c,t} \end{matrix} \right) P_{\text{rtd}}^{\text{BSEV}} \end{cases} \quad (47)$$

至此, 可以根据仿真模拟得到的各个 BSCS 换电需求数据, 得到相应可以提供的负荷可调度域, 并且将复杂的备用电池状态压缩为了二维包络区域。

3 换充电站能量-备用市场交易模型

EVA 作为电力市场和 EV 用户之间的代理机构, 其聚合换充电站的可调度能力, 参与能量-备用市场的框架如附录 A 图 A4 所示。EVA 根据用户入站信息预测结果, 对自身的可调度能力有一个预估, 并基于此在投标过程中与不同电力市场交易, 如能量、备用和调频市场等, 为电力系统提供各种不同辅助服务的同时, 提升自身投标净收益。本文考虑 EVA 以 BSCS 为最小聚合单位, 研究其作为新型市场主体参与能量-辅助服务市场的投标策略。充分发挥 BSCS 在可调度域上的互补效应, 调用自身备用容量参与不同市场, 实现运营收益最大化。

本文研究工作的市场机制参考浙江省现货市场中的优化规则^[32-33], 该规则明确了未来阶段负荷聚合商等新兴市场主体参与交易的发展趋势^[33], 市场机制具体为: 1) 参与备用辅助服务市场的容量按正负备用一同申报, 即在出清阶段同一时段下只会有一个备用得以调用。2) 规定 EVA 参与能量-备用市场的准入门槛为 10MW 以上容量, 满足条件的 EVA 可以作为价格影响者参与市场, 市场流程参见附录 A。

3.1 EVA 投标决策模型

与传统的市场主体不同, EVA 内部由多个换充电站组成, 基于前文的研究内容, 本文认为以 BSCS 为最小单位聚合之后, 根据前文可调度能力边界模型的刻画结果, 将换充电站中的充/放电功率约束压

缩为出力约束。于是 EVA 作为结算主体的报价模型如下:

$$\max C^{\text{EVA}} = \sum_{n \in N_{\text{BS}}} \sum_{t \in T} (R_{n,t}^{\text{da}} + R_{n,t}^{\text{re}} - C_{n,t}^{\text{op}}) \quad (48)$$

$$R_{n,t}^{\text{da}} = P_{n,t}^{\text{da}} \kappa_{n,t}^{\text{da}} \quad (49)$$

$$R_{n,t}^{\text{re}} = \kappa_{n,t}^{\text{re}} P_{n,t}^{\text{re}} \quad (50)$$

$$C_{n,t}^{\text{op}} = C_{n,t}^{\text{BSS}} + C_{n,t}^{\text{EVCS}} \quad (51)$$

$$C_{n,t}^{\text{BSS}} = o_{\text{run}}^{\text{BSS}} \sum_{t=0}^T N_{\text{all},c,t} P_{n,t}^{\text{BSEV}} - \sum_{j=0}^J B_{j,\text{EV}}^{\text{BSS}} \quad (52)$$

$$C_{n,t}^{\text{EVCS}} = o_{\text{run}}^{\text{EVCS}} (P_{n,t}^{\text{EVCS, ch}} + P_{n,t}^{\text{EVCS, dis}}) - \sum_{j=0}^{N_{\text{EV}}} B_{j,\text{EV}}^i \quad (53)$$

式中: N_{BS} 为 EVA 管理的换充电站总数; $R_{n,t}^{\text{da}}$ 、 $R_{n,t}^{\text{re}}$ 分别为能量市场、备用市场的收益; $C_{n,t}^{\text{op}}$ 为 BSCS 的运行成本; $P_{n,t}^{\text{da}}$ 是换充电站 n 在 t 时刻参与电能量市场的申报量; $\kappa_{n,t}^{\text{da}}$ 是换充电站 n 在 t 时刻参与电能量市场的申报电价; $P_{n,t}^{\text{re}}$ 是换充电站 n 在 t 时刻参与备用市场的申报量; $\kappa_{n,t}^{\text{re}}$ 是换充电站 n 在 t 时刻参与备用市场的申报电价; $C_{n,t}^{\text{op}}$ 为换充电站运营成本之和, 包括 BSS 的运营成本和提供充/放电服务的运营成本; $C_{n,t}^{\text{BSS}}$ 为换电服务的运营成本; $o_{\text{run}}^{\text{BSS}}$ 表示换电服务产生的单位维护成本; $B_{j,\text{EV}}^{\text{BSS}}$ 为上一阶段研究得到的 BSEV 换电收益; $C_{n,t}^{\text{EVCS}}$ 为充电服务的运营成本; $o_{\text{run}}^{\text{EVCS}}$ 表示充换电服务的维护成本; $B_{j,\text{EV}}^i$ 为上一阶段研究得到的 PEV 充/放电收益。

3.2 EVA 内部 BSCS 运行约束

3.2.1 EVA 市场申报量约束

$$P_{n,t}^{\text{b}} = P_{n,t}^{\text{da}} + P_{n,t}^{\text{re}} \quad (54)$$

$$P_{n,t}^{\text{da}} = -P_{n,t}^{\text{EVCS, DAc}} + P_{n,t}^{\text{EVCS, DAd}} - P_{n,t}^{\text{BSS, DA}} \quad (55)$$

$$P_{n,t}^{\text{re}} = P_{n,t}^{\text{re}+} + (\alpha_{n,t}^{\text{re}+} - \alpha_{n,t}^{\text{re}-}) P_{n,t}^{\text{re}-} \quad (56)$$

$$P_{n,t}^{\text{re}+} = P_{n,t}^{\text{BSS, RE}+} + P_{n,t}^{\text{EVCS, RE}+} + P_{n,t}^{\text{EVCS, REd}+} \quad (57)$$

$$P_{n,t}^{\text{re}-} = P_{n,t}^{\text{BSS, RE}-} + P_{n,t}^{\text{EVCS, RE}-} + P_{n,t}^{\text{EVCS, REd}-} \quad (58)$$

$$\alpha_{n,t}^{\text{re}+} \perp \alpha_{n,t}^{\text{re}-} = 0 \quad (59)$$

式中: EVA 市场申报量 $P_{n,t}^{\text{b}}$ 由电能量市场报量 $P_{n,t}^{\text{da}}$ 、备用市场报量组成 $P_{n,t}^{\text{re}}$; $P_{n,t}^{\text{EVCS, DAc}}$ 、 $P_{n,t}^{\text{EVCS, DAd}}$ 、 $P_{n,t}^{\text{BSS, DA}}$ 分别为充放电服务、换电服务在电能量市场的报量; 备用市场的报量由正负备用报量共同决定, 但受到正负备用调用率 $\alpha_{n,t}^{\text{re}+}$ 、 $\alpha_{n,t}^{\text{re}-}$ 的控制, 在同一个时段下只有一个备用会被调用; $P_{n,t}^{\text{BSS, RE}+}$ 、 $P_{n,t}^{\text{EVCS, RE}+}$ 、 $P_{n,t}^{\text{EVCS, REd}+}$ 分别对应换电系统、充放电系统提供的正备用容量; $P_{n,t}^{\text{BSS, RE}-}$ 、 $P_{n,t}^{\text{EVCS, RE}-}$ 、 $P_{n,t}^{\text{EVCS, REd}-}$ 分别对应换电系统、充放电系统提供的负备用容量。

3.2.2 充/放电服务运行约束

将充放电服务运行模型建立在基于上一阶段聚合可调度域的结果, 系统运行的功率区间受到聚合结果的影响, 使得满足 PEV 用户充电不确定性需求的同时, 有序安排放电行为, 为 EVA 提供备用申报容量, 其运行约束如下:

$$P_{n,t,\text{ac}}^{\text{EVCS, ch}} = P_{n,t}^{\text{EVCS, DAc}} - \alpha_{n,t}^{\text{re}+} P_{n,t}^{\text{EVCS, RE}+} + \alpha_{n,t}^{\text{re}-} P_{n,t}^{\text{EVCS, RE}-} \quad (60)$$

$$P_{n,t,\text{ac}}^{\text{EVCS, dis}} = P_{n,t}^{\text{EVCS, DAd}} + \alpha_{n,t}^{\text{re}+} P_{n,t}^{\text{EVCS, REd}+} - \alpha_{n,t}^{\text{re}-} P_{n,t}^{\text{EVCS, REd}-} \quad (61)$$

$$0 \leq P_{n,t,\text{ac}}^{\text{EVCS, ch}} \leq \bar{P}_{n,t}^{\text{EVCS}} \quad (62)$$

$$0 \leq P_{n,t,\text{ac}}^{\text{EVCS, dis}} \leq \bar{P}_{n,t}^{\text{EVCS}} \quad (63)$$

式中: $P_{n,t,\text{ac}}^{\text{EVCS, ch}}$ 、 $P_{n,t,\text{ac}}^{\text{EVCS, dis}}$ 分别为充/放电服务实际出力; $P_{n,t}^{\text{EVCS, DAc}}$ 、 $P_{n,t}^{\text{EVCS, RE}+}$ 、 $P_{n,t}^{\text{EVCS, RE}-}$ 为充电系统对于能量、备用市场提供的容量; $P_{n,t}^{\text{EVCS, DAd}}$ 、 $P_{n,t}^{\text{EVCS, REd}+}$ 、 $P_{n,t}^{\text{EVCS, REd}-}$ 为放电系统提供的容量, 其受到正负备用调用率的影响。

3.2.3 换电服务运行约束

将换电系统运行模型建立于上一阶段聚合功率运行边界, 在满足各个时段换电需求的同时, 为 EVA 提供市场报量, 于是运行约束如下:

$$P_{n,t}^{\text{BSS, ac}} = P_{n,t}^{\text{BSS, DA}} - \alpha_{n,t}^{\text{re}+} P_{n,t}^{\text{BSS, RE}+} + \alpha_{n,t}^{\text{re}-} P_{n,t}^{\text{BSS, RE}-} \quad (64)$$

$$\underline{P}_{n,t}^{\text{BSS}} \leq P_{n,t}^{\text{BSS, ac}} \leq \bar{P}_{n,t}^{\text{BSS}} \quad (65)$$

式中: $P_{n,t}^{\text{BSS, ac}}$ 为换电系统的实际出力; $P_{n,t}^{\text{BSS, DA}}$ 、 $P_{n,t}^{\text{BSS, RE}+}$ 、 $P_{n,t}^{\text{BSS, RE}-}$ 分别为换电系统对能量、备用市场提供的容量, 其受到正负备用调用率的影响。

3.3 市场出清模型

本文上级电网采用直流潮流模型, 忽略无功功率和线路损耗; 按照最小化市场用能成本为目标, 进行市场出清, 目标函数如下:

$$\min \left\{ \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N \left(b_{n,t}^{\text{BSCS, DA}} P_{n,t}^{\text{da}} + b_{n,t}^{\text{BSCS, RE}} P_{n,t}^{\text{re}} \right) + \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^J \left(b_{j,t}^{\text{DG, DA}} P_{j,t}^{\text{DG, DA}} + b_{j,t}^{\text{DG, RE}} P_{j,t}^{\text{DG, RE}} \right) \right\} \quad (66)$$

式中: $P_{j,t}^{\text{DG, DA}}$ 、 $P_{j,t}^{\text{DG, RE}}$ 为发电机组在能量、备用市场的中标容量; $b_{j,t}^{\text{DG, DA}}$ 、 $b_{j,t}^{\text{DG, RE}}$ 为发电机组在能量、备用市场的报价; $P_{n,t}^{\text{da}}$ 、 $P_{n,t}^{\text{re}}$ 为 EVA 在能量、备用市场的中标容量; $b_{n,t}^{\text{BSCS, DA}}$ 、 $b_{n,t}^{\text{BSCS, RE}}$ 为 EVA 在能量、备用市场的报价。

上级电网主要由发电厂、输电线路和电负荷组

成。其约束条件包括节点供需平衡、直流潮流约束、发电厂出力约束，详见附录 A 式(A10)—(A19)。

3.4 模型求解方法

3.4.1 算法原理

强化学习被广泛应用于决策优化问题，是一种基于马尔可夫决策过程的交互式学习方法，其迭代过程为：代理与环境进行交互，以最大化长期回报 r 为目标，根据当前状态 s 采取动作 a ，然后环境根据选择的动作将相应奖励返回至代理，并更新状态，重复上述过程直到得到最优动作选择策略 $\pi^*(a|s)$ [34]。

DDPG 算法融合了 DPG 算法与 DQN 算法的优点，利用神经网络来模拟策略函数和 Q 值函数，通过训练能够提高非线性模拟函数的准确性和高效性。DDPG 算法引入了 Actor-Critic，采用异策略 AC 方法，利用函数逼近方法估计值函数 [35]。DDPG 算法流程如图 5 所示，具体过程参见附录 B。

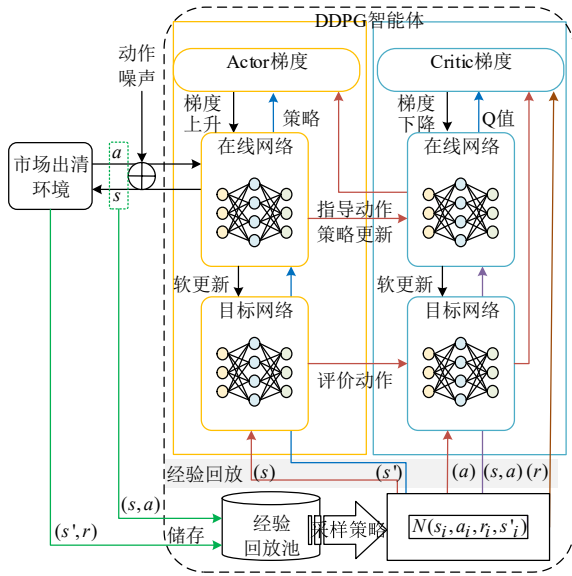


图 5 DDPG 算法流程

Fig. 5 DDPG algorithm flow

3.4.2 模型求解

采用 DDPG 求解本文 EVA 市场交易模型。市场竞价模型将市场成员作为强化学习的智能体，电力市场为环境，市场成员的投标决策为代理的动作，市场出清结果和各个发电厂机组运行情况为环境的状态，市场成员的净利润为代理的奖励，代理与环境不断交互，最终达到均衡状态。

1) 状态空间。

将 EVA 的中标结果和已知的市场信息作为 DDPG 算法中智能体的观察 o_{bs} ，并组成状态空间 s_{tate} ，所以有：

$$s_{tate} = \{o_{bs}^n\} \quad (67)$$

$$o_{bs}^n = \left\{ \begin{array}{l} b_{n,t}^{BSCS,DA}, b_{n,t}^{BSCS,RE}, P_{n,t}^{EVCS,DAC}, \\ P_{n,t}^{EVCS,DAd}, P_{n,t}^{BSS,DA}, P_{n,t}^{BSS,RE-}, \\ P_{n,t}^{EVCS,REc-}, P_{n,t}^{EVCS,REd-}, \alpha_t^{re+}, \alpha_t^{re-}, \\ P_{n,t}^{BSS,RE+}, P_{n,t}^{EVCS,REc+}, P_{n,t}^{EVCS,REd+} \end{array} \right\} \quad (68)$$

式中： o_{bs}^n 为 EVA 中第 n 个换充电站的观察，由换充电站的中标电量和中标电价以备用调用率组成。

2) 动作空间。

动作空间 a_{ction}^n 由 EVA 的申报电价决策组成：

$$a_{ction}^n = \{\kappa_{n,t}^{da}, \kappa_{n,t}^{re}\} \quad (69)$$

3) 奖励设置。

智能体的奖励设为 EVA 中各个换充电站参与市场获得的总收益。

$$R_{eward} = \{R_{eward}^1, \dots, R_{eward}^n\} \quad (70)$$

$$R_{eward}^n = R_{n,t}^{da} + R_{n,t}^{re} - C_{n,t}^{op} \quad (71)$$

4 算例分析

4.1 BSCS 负荷需求模拟

本文根据 OpenStreetMap 提供的路网数据 [36]，选取上海市某一片区域作为出行模拟的平台，其数据参照附录 B 表 B3；该路网模型与 118 节点 [37] 通过 9 个换充电站进行耦合，9 个换充电站与电网的连接情况见附录 B 表 B4 所示。

不同的路网节点所属的功能区也不同，其中节点 1—11 为 H 区，12—16 为 PS 区，17—20 为 W 区，21—29 为 S 区，其分布如图 6 所示。本文选取春夏秋冬四季中 4 个典型日下的出行概率矩阵、环境温度等数据，仿真车辆单日总数为 $N_{EV} = 2000$ ，各车型与基本参数见附录 B 表 B1，其中 NIO ET5 为 BSEV，占总车辆数中的 15%，其余 85% 为 PEV。设置车辆的期望充电量 E_{exp} 取值为 25%、50%、75%，比例为 5:3:2。车辆的初始 SOC 为 [0.2, 0.85] 之间的随机数，车辆里程焦虑设置为 [0.2, 0.4] 区间。

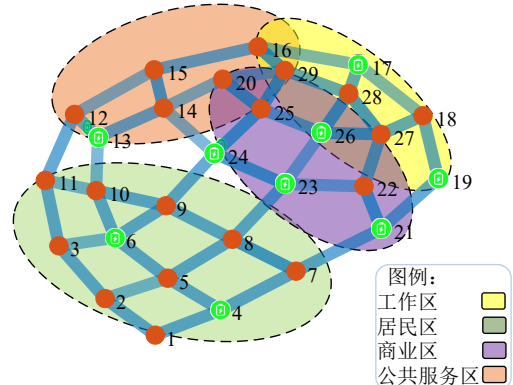


图 6 29 节点路网模型

Fig. 6 29-nodes road network model

根据第 1.3 节仿真流程得到各个换电站四季典型日下产生的进站车辆数据如图 7 所示。可以看到换电站间车流量差异明显,而大部分换电站的进站车辆数随着季节变化总体差异不大。因为地理位置的影响,位于市中心商业区的换电站#24、#26 和工作区中的#13、#19 相较于其他区位的换电站车流量要更大一些,不同区位车流量存在差异,也从侧面表征了各个换电站的可调节潜力。

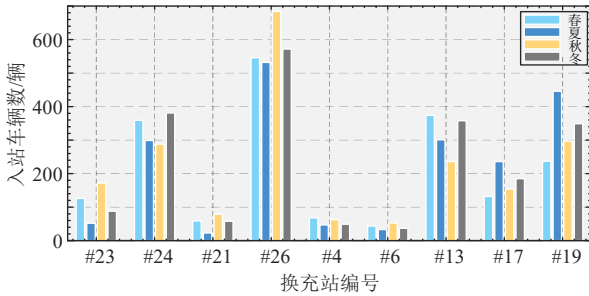


图 7 各换电站进站车辆数
Fig. 7 EVs' number in each station

选取其中两个换电站的进站数据进行观察,如图 8 所示,可以发现处于商业区的站#26 在四季中车辆的进站 SOC 区间大部分分布在[0.2,0.5]区间,且跨季节间差异不明显,基本有着相同趋势。从电站角度来看,跨季节性的 SOC 分布稳定性情况也意味着其聚合可调能力的稳定性。而居民区中的站#6 数据则有着明显的波动,夏季、冬季温度较为极端,即温度对电池的影响最大的季节,进站 SOC 在[0,0.1]处出现峰值,因为较低的进站 SOC 反映着较大的充电需求,这与单车提供的可调能力息息相关。由此可知,在这两个季节站#6 的可调能力相较于另外两个季节更为充裕。

图 9 是两个换电站的换电需求。站#26 的换

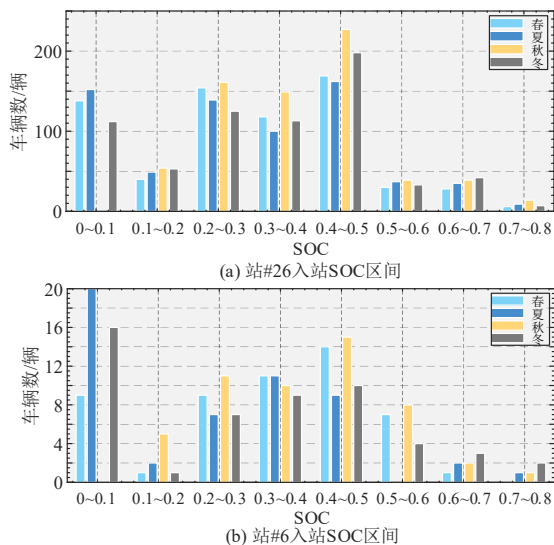


图 8 站#26、#6 进站 SOC 分布
Fig. 8 SOC distribution of EV entering #26, #6

电需求在工作时段集中;而位于居民区的站#6 的换电需求,相较于站#26 要少很多,其需求在日内分布较为平均。站#26 的换电需求,从春季到夏季有了明显的变化,需求产生时间逐渐往后推移,而冬季则与春季类似,需求产生时段更早。从换电系统的角度,相较于电池入站时 SOC,电池入站时间对可调能力的影响更大。站#26 的换电需求跨季节变化明显,而站#6 变化趋势则趋于平稳,这反映了站#26 与#6 直接换电可调能力跨季节稳定性的区别,如何在各个季节发挥不同区位换电站的可调能力优势,是 EVA 参与市场时不可忽视的因素。

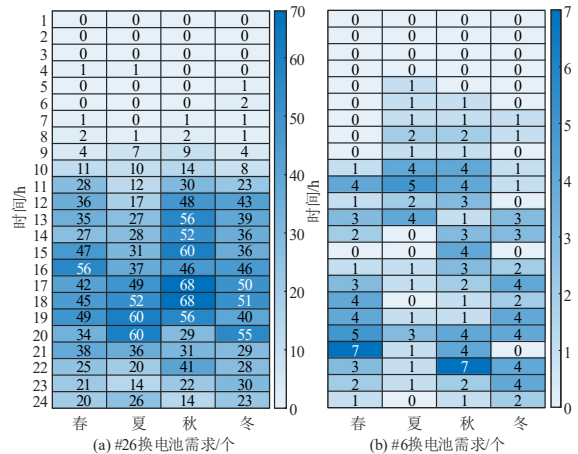


图 9 站#26、#6 电池更换需求
Fig. 9 Battery replacement requirements of #26, #6

由此也可以体现本文提出的 EV 换充需求模型能在考虑四季轮转对于用户行为影响的同时,可很好地模拟用户的出行特征,从而为分析各换电站的可调度能力提供了数据基础。

4.2 BSCS 可调能力互补分析

基于上一阶段的仿真数据,对于各 BSCS 的可调度能力进行计算。本文假设充/放电服务中 3 种模式对应的激励 β_c^I 、 β_c^{II} 、 β_c^{III} 分别为 5、10、15 元,对应的量化电池损耗为 0.08、0.088、0.094 元/次,并假设所有 PEV 的初定入网模式随机,即 3 种模式车辆数比为 1:1:1;充/放电价格参考蔚来换电站数据^[38],换电的价格为 1.5 元/(kW·h),价格敏感系数 b_{sw}^I 、 b_{sw}^2 都取 0.5;站中备用电池总数为 100 块,换电机器设定为 30 台,表示同一时间下最多只能实现 30 辆 BSEV 的换电。为了保证换电站的可持续运行,设定当日服务结束后可用备用电池总数需要 ≥ 75 块,同时由于进站数据采样频率为 15min,所以设设备用电池从当前 SOC 区间 $[S_{OC,1}, S_{OC,2}]$ 充电至下一区间 $[S_{OC,2}, S_{OC,3}]$ 所需的时间 $T_{need} = 45$ min。负备用取负值表示。

图 10 为站#26 和#6 随着季节轮转下其充/放电

服务能提供的可调度能力变化情况。由于夏季空调等车载服务的启用以及环境的温度对于人们出发时刻的影响,站#26的可调度域形状几乎不变,但幅度有明显的下降;而站#6则相反,其可调度域形状发生了较大改变,但是平均幅度则没有明显区别。此外,换电站间地理位置的差异对可调能力的影响也不可忽视,位于商业区的站#26相较于居民区的站#6,其可调域集中在一日内的后半段。站#6的可调域则较为集中在凌晨,这与现实生活中EV用户常在下班后回家充电的行为相吻合。虽然站#26的可调能力幅值要远大于站#6,但从电网的角度来看,反而是站#6的可调能力价值更高。

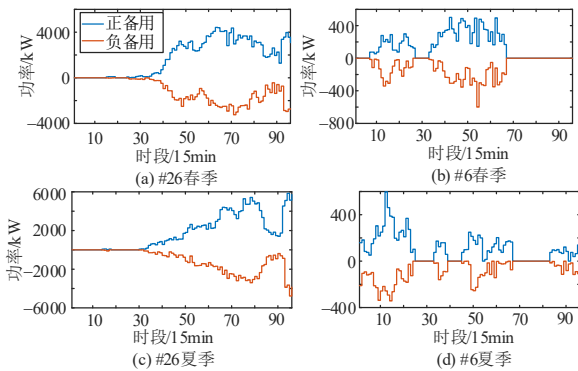


图 10 春季、夏季站#26、#6 充/放电服务可调度能力
Fig. 10 Spring, summer EVCS#26, #6 charging/discharging service dispatchable capacity

图 11 为站#26 和#6 的换电服务能提供的可调度能力。与充/放电服务截然不同的是,站#26 的换电可调度能力受到季节轮回的影响较小,其可调度域形状与幅度都没有太大变化;同样的,站#6 的可调度能力则有了明显提升。这一结果刚好弥补了充/放电系统中季节变化带来的可调能力波动,平抑了跨季节中 EV 用户行为不确定性带来的风险。如何充分地发挥具有区位、季节和容量等多个换电站的可调度能力互补特性,对于意图以新型市场主体在电力市场中获益的 EVA 来说,是十分重要的问题。

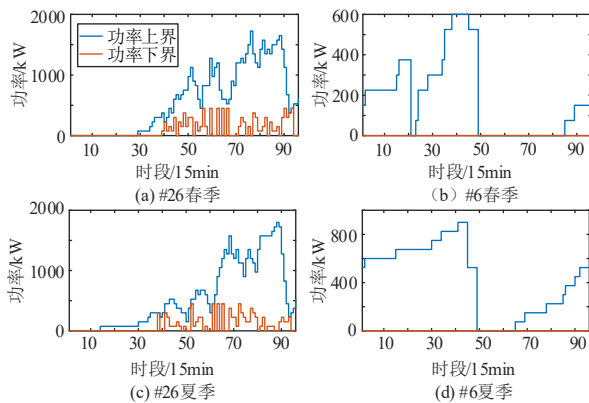


图 11 春季和夏季站#26、#6 的换电服务可调度能力
Fig. 11 BSS #26, #6 charging/discharging service dispatchable capacity in spring and summer

4.3 EVA 市场运营策略研究

本文采用 IEEE-118 节点标准测试系统对所提 EVA 运营模型及其求解算法进行算例分析。设置 3 台传统机组作为其他市场主体,其参数和接入位置分别见附录 B 表 B1 和表 B4,系统需求负荷曲线见附录 B 图 B1。系统总备用需求为总负荷的 10%,正负备用的调用比例采用 $[-1,1]$ 内的随机值描述其不确定性,负值表示调用负备用,正值表示调用正备用。设定市场成员参与电量和备用市场报价区间^[39]分别为 $[0,1000]$ 元/(MW·h)和 $[0,15]$ 元/(MW·h)。本文以 1 个 EVA、3 台传统机组以平等的地位参与电力市场为研究背景,分析 EVA 在市场环境下的运营策略。

算法参数设置为:每一时段最大迭代次数 max_step 为 100;每 5 次迭代更新神经网络参数;经验回放集大小 batch_size 为 10;折扣因子 γ 为 0.9;策略交叉熵权重为 0.01;actor 网络学习率为 0.009, critic 网络学习率为 0.02。仿真环境为: IntelCorei7-9700CPU@2.50GHz, 运行内存 (RAM)16GB, 软件配置为 python 3.8.8, 神经网络采用 pytorch 框架搭建。

在实际生活中, EVA 需要及时的决策和实时的运算能力参与市场优化运营,基于前文的可调能力量化结果,对一日内 96 个时段进行仿真,分析 EVA 在能量-备用市场中各季节下的最优申报方案。图 12 为电能量市场中 EVA 的中标电量和负荷功率情况。

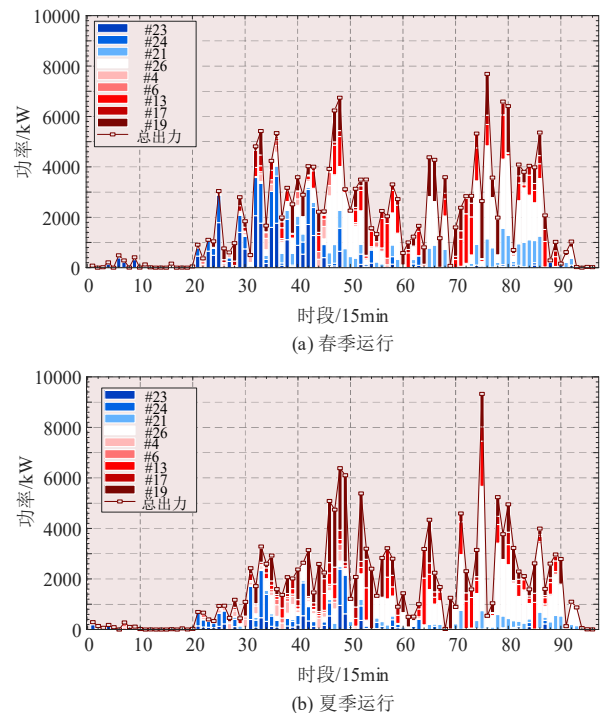


图 12 春季和夏季 EVA 中标容量
Fig. 12 EVA contracted capacity in spring and summer

在春季和夏季的电能量市场中,传统机组承担了较多的负荷需求,3 个传统机组在春夏各个时段的累计出力占累计总发电量的 63.37%、67.51%,表明了传统机组参与电能量市场的普遍性。而 EVA 在电能量市场中出力相对较少,9 个换充电站在各个时段的累计出力在四季中也只有春季占比最大(达 37.63%),这也说明在春季由于用户出行的活跃使得各换充电站可调能力较高。

此外,由于商业区在春季和秋季提供的可调度能力较为稳定,EVA 会选择商业区的站#23, #24, #21 和#26 优先出力,其占比在春秋季节中分别达 58.25%和 65.06%;而在夏季和冬季,其他地区的 BSCS 提供的可调度能力反而更为稳定,其出力占比分别为 63.51%和 61.38%。

在备用辅助市场之中,EVA 在各个时段累计的中标容量相较传统机组要明显增加,图 13 为春夏两季节 EVA 的中标情况,分别占据了中标结果中的 58.32%与 69.60%,可见在备用市场中响应能力更强的 EVA 会被市场优先选中。由于春季和秋季中商业区换充电站的可调度能力更为充裕,而其他地区的换充电站可调度能力无法支撑第一个备用需求的高峰,因此在夏季和冬季中 EVA 申报容量集中于可调度能力充裕的下午时段。因此,为了有效管理能源需求和供应之间的平衡,需要重新审视季节性激励机制,以促使电动汽车用户在高峰时段选择充电,从而减轻系统压力。

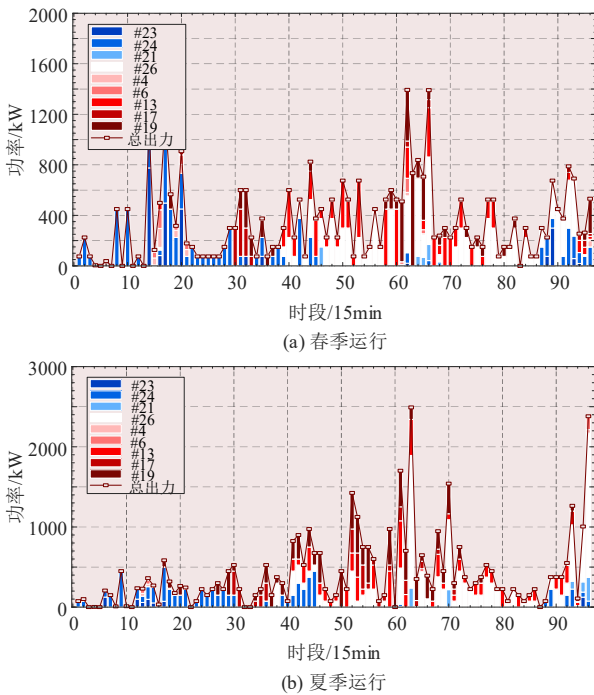


图 13 春季、夏季 EVA 在备用容量市场中标容量

Fig. 13 EVA contracted capacity in reserve capacity market in spring and summer

为了更好地阐述换充电站联合运行在可调度能力互补方面发挥的作用,将换电服务与充/放电服务分开申报,并对比各个时段的中标电量与最终收益。以秋季 EVA 参与市场优化运营为例,得到其换充分开运行和联合运行的运营情况如表 1 所示。在能量市场中,联合运行使得 EVA 中标量提升了 8%;而在备用市场中,EVA 中标量较分开运行提升了 14%,而收益则提升了 16.7%左右。由此可见,考虑换充可调能力互补对于 EVA 运营收益提升具有重要作用。

表 1 分开运行与联合运行收益对比
Table 1 Comparison of benefits of separate versus joint operation

运行方式	能量市场	备用市场	收益/ 元
	累计中标量/(kW·h)	累计中标量/(kW·h)	
分开运行	224031.3	39500	126.4
联合运行	244297.9	44900	147.4

合理的收益是激励市场成员参与电网调节的重要因素。本文选取 EVA 内部其中位于商业区的站#23 四季运营统计数据(见附录 B 表 B5),分析其成本/收益情况。可以看出跨季节下站#23 参与市场可提升收益,但由于用户出行不确定性以及响应积极性的影响,其在夏季为 EVA 提供的可调能力相较春季下降了 43.34%,夏季中参与市场的收益相较于其他季节有了明显下降;而以位于工作区的站#17 由于该位置换充电需求在长时间尺度上保持相对稳定,意味着各季节可调能力总量也趋于平稳,分析该站运营情况(见附录 B 表 B6)可知,虽然可调能力互补平移了季节风险,但夏季较春季的收益仍有提高空间。综上表明,即使在供需较为紧张的季节,EVA 仍然不可忽视价格激励对于需求响应的影响,换充电站间设定的 3 种入网模式激励价格 $[\beta_c^I, \beta_c^{II}, \beta_c^{III}]$ 可以实行动态决策,从而提高 EV 用户的响应积极性。

5 结论

本文研究了基于 DDPG 的换充电站负荷聚合商参与能量-辅助市场的运营策略,主要包括 3 个部分:各类 EV 换充需求出行仿真模型、换充电站可调度能力刻画方法、基于强化学习的市场环境运营策略。通过算例分析可以得到以下结论:

1) 本文考虑到换电、插电式 EV 出行的差异,结合季节环境因素对于用户行为的影响,构建能耗邻接矩阵,加入了空调开启、电池容量变化等因素,对区域内换/充需求时空不确定性进行了更加贴近实际的模拟。

2) 考虑到换/充两种模式之间提供的可调度能力差异, 对于换充电站中充/放电服务, 将 PEV 接入电网的模式进行差异建模, 提出了基于入网模式切换的充/放电可调度能力刻画方法; 对于站中换电服务, 提出了考虑入站换电初始 SOC 差异的换电可调度能力刻画方法。结合出行模拟数据, 得到了具有季节、区位差异的换充电站可调度能力, 证实了换充电站中可调度能力的季节性互补能力。

3) 采用 DDPG 方法求解本文模型, 其多维连续的报价和市场状态空间避免了将报价决策离散化得到次优解的问题。对能量-辅助服务市场的 4 个季节典型日各 96 个时间断面进行仿真, 算例表明了四季轮转下 EVA 对于不同区域换充电站备用容量的选择存在差异, 商业区电站在春秋季节中被调用率较高, 而夏冬季则相反, 其他地区电站被调用率更高。此外, 换充电站联合申报相较于忽略其互补性的分开申报, EVA 在能量、备用市场的中标量平均提升了 10% 左右, 而其收益则提升了近 20%, 算例结果表明了利用换充电站自身可调度能力的互补特性, 可在季节轮回中提高自身运营收益的同时保障稳定性。

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

参考文献

- [1] 何晨可, 朱继忠, 刘云, 等. 计及碳减排的电动汽车充换储一体站与主动配电网协调规划[J]. 电工技术学报, 2022, 37(1): 92-111. HE Chenke, ZHU Jizhong, LIU Yun, et al. Coordinated planning of electric vehicle charging-swapping-storage integrated station and active distribution network considering carbon reduction[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(1): 92-111(in Chinese).
- [2] 国家发展改革委. 国家发展改革委等部门关于加强新能源汽车与电网融合互动的实施意见[EB/OL]. [2023-12-23]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202401/t20240104_1363096_ext.html.
- [3] 张聪, 张祥文, 夏俊荣, 等. 电动汽车实时可调度容量评估方法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(22): 99-106. ZHANG Cong, ZHANG Xiangwen, XIA Junrong, et al. Research on estimation of electric vehicles real-time schedulable capacity[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(22): 99-106(in Chinese).
- [4] 何晨颖, 耿天翔, 许晓慧, 等. 利用电动汽车可调度容量辅助电网调频研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(22): 134-140. HE Chenying, GENG Tianxiang, XU Xiaohui, et al. Research on grid frequency regulation using schedulable capacity of electric vehicles[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(22): 134-140(in Chinese).
- [5] 姚一鸣, 赵溶生, 李春燕, 等. 面向电力系统灵活性的电动汽车控制策略[J]. 电工技术学报, 2022, 37(11): 2813-2824. YAO Yiming, ZHAO Rongsheng, LIU Chunyan, et al. Control strategy of electric vehicles oriented to power system flexibility[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(11): 2813-2824(in Chinese).
- [6] XU Zhiwei, CALLAWAY D S, HU Zechun, et al. Hierarchical coordination of heterogeneous flexible loads[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(6): 4206-4216.
- [7] LI Yang, WU J, LIU Baozhu, et al. Integration of prosumers' flexibilities in distribution network operation[C]//2018 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2). Beijing: IEEE, 2018: 1-6.
- [8] 吴界辰. 交互能源机制下的集群产消者优化调度模型与方法研究[D]. 北京: 华北电力大学(北京), 2020.
- [9] 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. DUAN Xiaoyu, HU Zechun, CUI Yan, et al. Optimal charging and discharging strategy for electric vehicles in large timescales[J]. Power System Technology, 2018, 42(12): 4037-4044(in Chinese).
- [10] 吴界辰, 艾欣, 胡俊杰, 等. 计及不确定因素的需求侧灵活性资源优化调度[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(14): 73-80, 89. WU Jiechen, AI Xin, HU Junjie. Optimal dispatch of flexible resource on demand side considering uncertainties[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(14): 73-80, 89(in Chinese).
- [11] 詹祥澎, 杨军, 韩思宁, 等. 考虑电动汽车可调度潜力的充电站两阶段市场投标策略[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(10): 86-96. ZHAN Xiangpeng, YANG Jun, HAN Sining, et al. Two-stage market bidding strategy of charging station considering schedulable potential capacity of electric vehicle[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(10): 86-96(in Chinese).
- [12] 臧海祥, 舒宇心, 傅雨婷, 等. 考虑多需求场景的城市电动汽车充电站多目标规划[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(5): 67-80. ZANG Haixiang, SHU Yuxin, FU Yuting, et al. Multi-objective planning of an urban electric vehicle charging station considering multi demand scenarios[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(5): 67-80(in Chinese).
- [13] 许刚, 张丙旭, 张广超. 电动汽车集群并网的分布式鲁棒优化调度模型[J]. 电工技术学报, 2021, 36(3): 565-578. XU Gang, ZHANG Bingxu, ZHANG Guangchao. Distributed and robust optimal scheduling model for large-scale electric vehicles connected to grid[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(3): 565-578(in Chinese).
- [14] MÜLLER F L, SZABÓ J, SUNDSTRÖM O, et al. Aggregation and disaggregation of energetic flexibility from distributed energy resources[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(2): 1205-1214.
- [15] ARIAS M B, BAE S. Electric vehicle charging demand forecasting model based on big data technologies[J]. Applied Energy, 2016, 183: 327-339.
- [16] 王睿, 高欣, 李军良, 等. 基于聚类分析的电动汽车充电负荷预测方法[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(16): 37-44. WANG Rui, GAO Xin, LI Junliang, et al. Electric vehicle charging demand forecasting method based on clustering analysis[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(16): 37-44(in Chinese).
- [17] 张新洁, 关宏志, 赵磊, 等. 有限理性视野下出行者出行方式选择分层 Logit 模型研究[J]. 交通运输系统工程与信息, 2018, 18(6): 110-116. ZHANG Xinjie, GUAN Hongzhi, ZHAO Lei, et al. Nested Logit model on travel mode choice under boundedly rational view[J]. Journal of Transportation Systems Engineering and Information Technology, 2018, 18(6): 110-116(in Chinese).
- [18] 吴赋章, 杨军, 林洋佳, 等. 考虑用户有限理性的电动汽车时空行为特性[J]. 电工技术学报, 2020, 35(7): 1563-1574.

- WU Fuzhang, YANG Jun, LI Yangjia, et al. Research on spatiotemporal behavior of electric vehicles considering the users' bounded rationality[J]. Transactions of China electrotechnical Society, 2020, 35(7): 1563-1574(in Chinese).
- [19] KIANNEJAD M, SALEHIZADEH M R, OLOOMI-BUYGI M. Two-stage ANN-based bidding strategy for a load aggregator using decentralized equivalent rival concept[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2021, 15(1): 56-70.
- [20] 孙伟卿, 刘晓楠, 向威, 等. 基于贝叶斯推断的用户偏好学习与响应优化[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(19): 92-100.
- SUN Weiqing, LIU Xiaonan, XIANG Wei, et al. User preference learning and response optimization based on Bayesian inference[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(19): 92-100(in Chinese).
- [21] 文刚, 翁维华, 赵岩, 等. 考虑负荷聚集商参与的源荷互动双层优化模型[J]. 电网技术, 2017, 41(12): 3956-3962.
- WEN Gang, WENG Weihua, ZHAO Yan, et al. A Bi-level optimal dispatching model considering source-load interaction integrated with load aggregator[J]. Power System Technology, 2017, 41(12): 3956-3962(in Chinese).
- [22] 孙伟卿, 向威, 裴亮, 等. 电力辅助服务市场下的用户侧广义储能控制策略[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(2): 68-76.
- SUN Weiqing, XIANG Wei, PEI Liang, et al. Generalized energy storage control strategies on user side in power ancillary service market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(2): 68-76(in Chinese).
- [23] NGUYEN D T, LE L B. Risk-Constrained profit maximization for microgrid aggregators with demand response[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(1): 135-146.
- [24] 国务院办公厅. 国务院办公厅关于进一步构建高质量充电基础设施体系的指导意见[EB/OL]. [2024-04-23]. https://kns.cnki.net/kcms2/article/abstract?v=sMQVub3UVPi9dYWpHlFWApTLGAxZ_nlqIhKqZfQBxJXZufYI6q9GIszILGzKaEl1s5ES0bzUimzY1_EPwZwwVHY5H6J6a1u0dwNhbGix9I4_vl4lpW1g5EUEoL9Wd_9t&uniplatform=NZKPT&language=gb.
- [25] National household travel survey[EB/OL]. [2024-04-20]. <https://nhts.omni.gov/>.
- [26] RAMSEY D, BOUSCAYROL A, BOULON L, et al. Flexible simulation of an electric vehicle to estimate the impact of thermal comfort on the energy consumption[J]. IEEE Transactions on Transportation Electrification, 2022, 8(2): 2288-2298.
- [27] WANG Hailing, ZHANG Meixia, YANG Xiu. Electric vehicle charging demand forecasting based on influence of weather and temperature[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2017, 54(23): 123-128.
- [28] 张美霞, 徐立成, 杨秀, 等. 基于电动汽车充电需求时空分布特性的充电站规划研究[J]. 电网技术, 2023, 47(1): 256-265.
- ZHANG Meixia, XU Licheng, YANG Xiu, et al. Planning of charging stations based on spatial and temporal distribution characteristics of electric vehicle charging demand[J]. Power System Technology, 2023, 47(1): 256-265(in Chinese).
- [29] 许敏茹, 魏斌, 韩肖清. 计及差异化服务费定价的电动汽车聚合商两阶段调度策略[J]. 电力建设, 2023, 44(8): 95-106.
- XU Minru, WEI Bin, HAN Xiaoqing, et al. Two-stage scheduling strategy for electric vehicle aggregator based on differentiated pricing [J]. Electric Power Construction, 2023, 44(8): 95-106(in Chinese).
- [30] 吴巨爱, 薛禹胜, 谢东亮, 等. 电动汽车参与运行备用的能力评估及其仿真分析[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(13): 101-107, 168.
- WU Ju' ai, XUE Yusheng, XIE Dongliang, et al. Evaluation and simulation analysis of reserve capability for electric vehicles[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(13): 101-107, 168(in Chinese).
- [31] 赵显秋, 徐青山, 杨永标, 等. 考虑不确定性的新型电池充换电站多时间尺度能量管理策略[J/OL]. 电网技术, 2023: 1-12[2024-07-02]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2023.0057>.
- ZHAO Xianqiu, XU Qingshan, YANG Yongbiao, et al. Multi-time scale energy management strategy of novel battery charging and swapping station considering uncertainties[J/OL]. Power System Technology, 2023: 1-12[2024-07-02]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2023.0057>(in Chinese).
- [32] 国家能源局. 国家能源局综合司关于公开征求《电力现货市场基本规则(征求意见稿)》《电力现货市场监管办法(征求意见稿)》意见的通知[EB/OL]. [2022-11-25]. http://www.nea.gov.cn/2022-11/25/c_1310679693.htm?eqid=d9bf8caf00014df300000002645360b3.
- [33] 浙江省发展和改革委员会. 省发展改革委关于再次征求《浙江电力现货市场基本规则(征求意见稿)》意见的通知[EB/OL]. [2023-1-3]. https://fzggw.zj.gov.cn/art/2023/1/3/art_1229629046_5048256.html.
- [34] LIU Dunnan, GAO Yuan, WANG Weiye, et al. Research on bidding strategy of thermal power companies in electricity market based on multi-agent deep deterministic policy gradient[J]. IEEE Access, 2021, 9: 81750-81764.
- [35] LOWE R, WU Yi, TAMAR A, et al. Multi-agent actor-critic for mixed cooperative-competitive environments[C]//Proceedings of the 31st International Conference on Neural Information Processing Systems. Long Beach: Curran Associates Inc., 2017: 6382-6393.
- [36] OpenStreetMap[EB/OL]. [2024-04-20]. <https://www.openstreetmap.org>.
- [37] ZHANG Dong, FU Zhengcai, ZHANG Liuchun. An improved TS algorithm for loss-minimum reconfiguration in large-scale distribution systems[J]. Electric Power Systems Research, 2007, 77(5-6): 685-694.
- [38] NIO Power[EB/OL]. (2023-06-30)[2024-04-21]. <https://www.nio.cn/nio-power>.
- [39] 国家能源局. 关于征求《浙江省第三方独立主体参与电力辅助服务市场交易规则(试行)(征求意见稿)》意见的函[EB/OL]. [2021-05-20]. https://zjb.nea.gov.cn/dtyw/tzgg/202309/t20230914_75868.html.



陈琪臻

在线出版日期: 2024-07-15。

收稿日期: 2024-04-30。

作者简介:

陈琪臻(1999), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力市场、电动汽车优化调控, E-mail: drivingeyes@sjtu.edu.cn;

王旭(1989), 男, 通信作者, 副教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统优化运行、电力市场、弹性配电网等, E-mail: wangxu1989@sjtu.edu.cn;

蒋传文(1966), 男, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力市场、配电网自动化、电力系统优化运行等, E-mail: jiangcw@sjtu.edu.cn。

(责任编辑 徐梅)

附录 A

1->8	H	S	PS	W	1->8	H	S	PS	W
H	0.03846	0.07692	0.23077	0.65385	H	0.16327	0.12245	0.14285	0.57143
S	1	0	0	0	S	0.82759	0	0.13793	0.03448
PS	0.90167	0.03333	0.13167	0	PS	0.65165	0.00909	0.26771	0.07154
W	0.92473	0.04301	0.01075	0.02151	W	0.93989	0.02186	0.01639	0.02186
9->16	H	S	PS	W	9->16	H	S	PS	W
H	0.0423	0.3276	0.45857	0.17153	H	0.01534	0.04556	0.33856	0.60054
S	0.54864	0.26712	0.13669	0.04755	S	0.23163	0.09577	0.16258	0.51002
PS	0.51222	0.14716	0.25636	0.08427	PS	0.20639	0.06925	0.44488	0.27948
W	0.49893	0.13438	0.26447	0.10222	W	0.47957	0.05806	0.14409	0.31828
17->24	H	S	PS	W	17->24	H	S	PS	W
H	0.12862	0.2508	0.42765	0.19293	H	0.06122	0.24872	0.61276	0.0773
S	0.80706	0.07765	0.10353	0.01176	S	0.69998	0.16912	0.12344	0.00746
PS	0.82459	0.0965	0.07815	0.00076	PS	0.6751	0.11267	0.20154	0.01069
W	0.86037	0.06366	0.06365	0.01232	W	0.70576	0.12872	0.14337	0.02215

(a) 春季 (b) 夏季

1->8	H	S	PS	W	1->8	H	S	PS	W
H	0.22642	0.13208	0.1132	0.5283	H	0.03922	0	0.21568	0.7451
S	0.75	0.1	0.1	0.05	S	0.8	0.05	0.15	0
PS	0.8955	0.00833	0.09617	0	PS	0.68533	0.01652	0.28863	0.00952
W	0.92254	0.02817	0.02112	0.02817	W	0.93333	0.02	0.02667	0.02
9->16	H	S	PS	W	9->16	H	S	PS	W
H	0.02507	0.46578	0.24149	0.26766	H	0.01866	0.23918	0.43971	0.30245
S	0.46578	0.04879	0.14028	0.34515	S	0.49108	0.31293	0.1381	0.05789
PS	0.3582	0.21462	0.31014	0.11704	PS	0.399	0.18405	0.13411	0.28284
W	0.26766	0.12832	0.36747	0.23655	W	0.25122	0.11528	0.37249	0.26101
17->24	H	S	PS	W	17->24	H	S	PS	W
H	0.1308	0.22785	0.44726	0.19409	H	0.10526	0.21248	0.45809	0.22417
S	0.80502	0.0901	0.10045	0.00443	S	0.82249	0.09024	0.07248	0.01479
PS	0.81493	0.04651	0.1352	0.00336	PS	0.80787	0.06642	0.11769	0.00802
W	0.8734	0.06522	0.05243	0.00895	W	0.85294	0.0719	0.06209	0.01307

(c) 秋季 (d) 冬季

图 A1 转移概率矩阵

Fig. A1 Transfer Probability Matrix

温度与电池容量上限函数关系:

$$\begin{cases} f_1(x) = a_7x^7 + a_6x^6 + a_5x^5 + a_4x^4 + a_3x^3 + \\ a_2x^2 + a_1x + a_0 \\ a_7 = 1.8956 \times 10^{-10}, a_6 = -3.4166 \times 10^{-8} \\ a_5 = 1.9589 \times 10^{-6}, a_4 = -2.5938 \times 10^{-5} \\ a_3 = -7.6530 \times 10^{-4}, a_2 = -5.708 \times 10^{-3} \\ a_1 = 1.3276, a_0 = 79.6359 \end{cases} \quad (A1)$$

本文构建的基于路网实时车流量统计的速度-流量实用模型,并结合城市交通系统中道路的不同等级,得到受道路容量、车流量以及车载服务影响的单位里程耗电量模型:

$$\begin{cases} v_{ij} = \frac{v_{ij,0}}{1 + (q_c)^\beta} \\ \beta = a + b(q_c)^c \end{cases} \quad (A2)$$

$$\begin{cases} E_{ct}^H(i, j) = -0.18 + 0.004v_{ij} + \frac{5.49}{v_{ij}} \\ E_{ct}^L(i, j) = 0.21 - 0.001v_{ij} + \frac{1.531}{v_{ij}} \\ E_{tp}(w) = l_{ij}f_3(w) \\ E_{cost}(i, j, w) = E_{ct}(w) + E_{tp}(w) \end{cases} \quad (A3)$$

式中: $v_{ij,0}$ 代表道路 $R(i, j)$ 的零流速度; q_c 为道路饱和度; β 为经验系数; a 、 b 、 c 为不同道路等级下的自适应系数。 E_{tp} 为空调耗电量; l_{ij} 为道路 $R(i, j)$ 的长度; $E_{cost}(i, j, w)$ 表示在温度 w 下通过道路

$R(i, j)$ 所需的总耗电量, E_{ct} 为单位里程耗电量。

表 A1 3 种入网模式负荷分类与充电桩控制类型
Table A1 PEV Load Types and Charging Pile Control

入网模式	类型	充电桩	控制类型
模式 I	立充型	直流快充	通断
模式 II	慢充型	交流快充	通断
模式 III	弹性型	有序桩	功率
模式 III	充放型	V2G 桩	功率

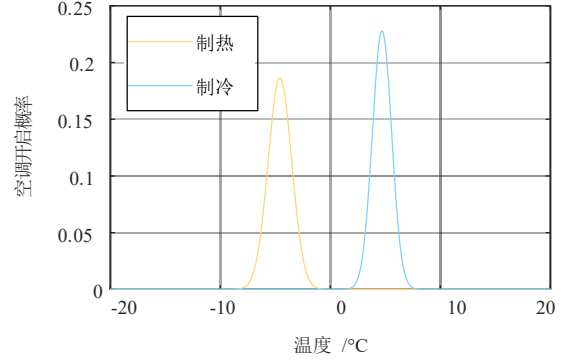


图 A2 空调开启概率曲线

Fig. A2 The Air Conditioner Switch-on Probability Density Function

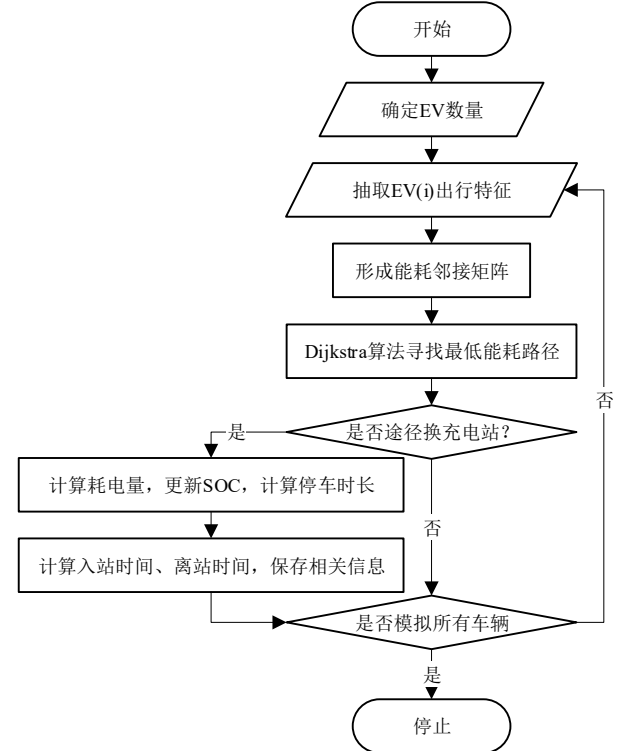


图 A3 PEV, BSEV 出行模拟流程图

Fig. A3 PEV, BSEV Travel Simulation Flowchart

本文对BSCS中的电池SOC状态划分为 M 个区间: $[S_{OC,0}, S_{OC,1}]$; $[S_{OC,1}, S_{OC,2}]$... $[S_{OC,M-1}, S_{OC,M}]$ 。其中, $S_{OC,0}, S_{OC,M}$ 分别表示最小和最大的SOC值, 每个SOC区间 ΔS_{OC} 的长度是相同的。最后一个区间 $[S_{OC,M-1}, S_{OC,M}]$ 的电池组认为是剩余的可换备用电池, 而其他区间的电池都可能会有刚换

下来的缺电电池。在某个时段 t 进行充电后，电池的 SOC 变为相邻的状态。例如， $[S_{OC,i}, S_{OC,i+1}]$ 区间的电池在 t 时段充电 ΔT 后，在 $t+1$ 时段其转换为 $[S_{OC,i+1}, S_{OC,i+2}]$ 区间。

于是，用 $N_{1,s,t}, N_{2,s,t} \dots N_{M,s,t}$ 表示 t 时段对应 $[S_{OC,0}, S_{OC,1}]; [S_{OC,1}, S_{OC,2}] \dots [S_{OC,M-1}, S_{OC,M}]$ 区间的所有状态电池数量。用 $N_{1,c,t}, N_{2,c,t} \dots N_{M,c,t}$ 分别对应 $[S_{OC,0}, S_{OC,1}]; [S_{OC,1}, S_{OC,2}] \dots [S_{OC,M-1}, S_{OC,M}]$ 区间的充电状态电池数量。用 $N_{1,d,t}, N_{2,d,t} \dots N_{M,d,t}$ 分别对应 t 时段下 $[S_{OC,0}, S_{OC,1}]; [S_{OC,1}, S_{OC,2}] \dots [S_{OC,M-1}, S_{OC,M}]$ 区间的 BSEV 换下电池数量。假设初始时段下 $t=0$ 的各种状态电池数量为备用电池数量。于是得到不同 SOC 区间的电池的变化情况：

$$\begin{cases} N_{1,s,t} = N_{1,s,t-1} - N_{1,c,t} + N_{1,d,t} \\ N_{2,s,t} = N_{2,s,t-1} + N_{1,c,t} - N_{2,c,t} + N_{2,d,t} \\ \dots\dots\dots \\ N_{M-1,s,t} = N_{M-1,s,t-1} + N_{M-2,c,t} - N_{M-1,c,t} \\ \quad + N_{M-1,d,t} \\ N_{M,s,t} = N_{M,s,t-1} + N_{M-1,c,t} - \sum_{m=0}^{M-1} N_{m,d,t} \end{cases} \quad (A4)$$

为了保证 BSCS 的持续正常运行，还需满足如下约束：

$$N_{all,c,t} = \sum_{m=1}^{M-1} N_{m,c,t} \quad (A5)$$

$$0 \leq N_{m,c,t} \leq N_{m,s,t-1}, m \in 1, 2, \dots, M-1 \quad (A6)$$

$$0 \leq N_{all,c,t} \leq N_{max,sw} \quad (A7)$$

$$N_{M,s,t} \geq \sum_{m=0}^{M-1} N_{m,d,t+1} \quad (A8)$$

$$\sum_{m=1}^M m \Delta S_{OC} | N_{m,s,0} - N_{m,s,T} | \leq \Delta S_{OC,max} \quad (A9)$$

式中： $N_{all,c,t}$ 表示在 t 时段站内充电电池总数量；约束(A6)是使得各个区间电池充电数量不超过其对应 SOC 区间的电池数量；约束(A7)是确保 t 时段电池在充电的总数量不能超过 BSCS 本身备用电池更换机数量， $N_{max,sw}$ 表示站内电池更换机器的数量；约束(A8)使得每个时段充好电的电池能满足下一时段的换电需求；约束(A9)中所有电池的初始时段总能量和最后时段总能量只能有一个微小的偏差 $\Delta S_{OC,max}$ ，使得 BSCS 得以连续周期运行。

本文的市场框架如下：

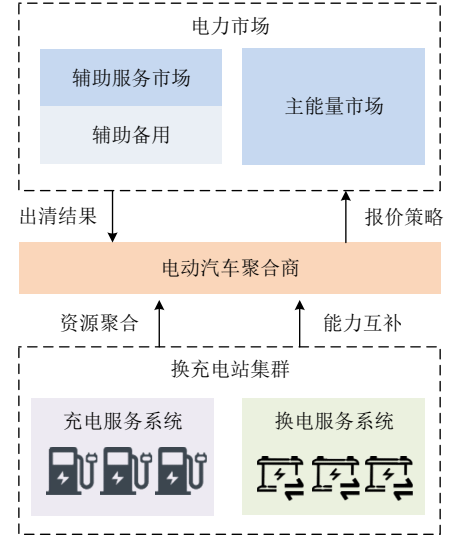


图 A4 能量-备用市场结构示意图

Fig. A4 Schematic Diagram of Market Structure

本文的市场流程如下：

1) 信息发布

市场成员确认自身运行参数及能提供的备用辅助服务参数进行确认；调度机构发布电能量市场和辅助服务市场的需求时段和容量公告。

2) 交易申报

市场成员向交易平台完成分时段电能量和备用辅助服务的容量和报价等信息申报，设定交易时段为 15min，共计 96 个时段。

3) 市场出清

在考虑电网运行和物理约束的前提下，满足日前市场负荷和备用需求，以用能成本最低为目标进行日前市场优化出清，形成日前出清结果，并推送至交易中心，发布出清结果。

市场出清模型约束如下所示：

$$P_{i_b,j_b,t}^{da} + P_{i_b,j_b,t}^{re} - \sum_{i_b,j_b \in \Omega_b^L} P_{i_b,j_b,t} = P_{i_b,j_b,t}^{load} \quad (A10)$$

$$P_{i_b,j_b,t} = B_{i_b,j_b} (\theta_{i_b,t} - \theta_{j_b,t}), \forall (i_b, j_b) \in \Omega_b^L \quad (A11)$$

$$P_{i_b,j_b,t}^{min} \leq P_{i_b,j_b,t} \leq P_{i_b,j_b,t}^{max}, \forall (i_b, j_b) \in \Omega_b^L \quad (A12)$$

$$P_{k_b,t}^{min} \leq P_{k_b,t}^{da} \leq P_{k_b,t}^{max}, \forall k_b \in N_{BSCS}, N_{DG} \quad (A13)$$

$$\begin{cases} \Delta P_{k_b,t}^{min} \leq P_{k_b,t}^{da} - P_{k_b,t-1}^{da} \leq \Delta P_{k_b,t}^{max}, \\ \forall k_b \in N_{BSCS}, N_{DG}; t \in (1, T] \end{cases} \quad (A14)$$

$$P_{k_b,t}^{min} \leq P_{k_b,t}^{re} \leq P_{k_b,t}^{max}, \forall k_b \in N_{BSCS}, N_{DG} \quad (A15)$$

$$\begin{cases} \Delta P_{k_b,t}^{min} \leq P_{k_b,t}^{re} - P_{k_b,t-1}^{re} \leq \Delta P_{k_b,t}^{max}, \\ \forall k_b \in N_{BSCS}, N_{DG}; t \in (1, T] \end{cases} \quad (A16)$$

$$P_{n,t}^{da} \leq \sum_{\forall k_b \in N_{BSCS}, N_{DG}} P_{k_b,t}^{da} \quad (A17)$$

$$P_{n,t}^{re} \leq \sum_{\forall k_b \in N_{BSCS}} P_{k_b,t}^{re} \quad (A18)$$

$$\sum_{n=1}^{N_{BSCS}} P_{n,t}^{re} + \sum_{n=1}^{N_{DG}} P_{n,t}^{DG,RE} = R_t^{sys} \quad (A19)$$

式中：式(A10)表示节点功率平衡约束， i_b, j_b 表示网

络节点编号； $P_{i_b,t}^{da}, P_{i_b,t}^{re}$ 表示节点 i_b 接入的市场成员中标电量； $P_{i_b,t}^{load}$ 为节点 i_b 的负荷； Ω_b^L 表示网络拓扑中的线路集合， $P_{i_b,j_b,t}$ 表示线路潮流； B_{i_b,j_b} 为导纳矩阵的虚部， θ 表示对应节点和时刻的相角；式(A12)为线路容量约束；式(A13)—(A18)为市场成员出力上下限约束，以及功率调整速率约束， $\Delta P^{\min}, \Delta P^{\max}$ 分别表示上下爬坡速率；式(A19)表示系统的备用需求约束， R_t^{sys} 表示系统在时刻 t 的总备用需求。

DDPG 算法具体流程：

DDPG 算法的异策略确定性策略梯度的梯度公式如下所示：

$$\nabla_{\theta} J_{\beta}(\mu_{\theta}) = E_{s \sim \rho^{\beta}} [\nabla_{\theta} \mu_{\theta}(s) \nabla_a Q(s, a) |_{a=\mu_{\theta}(s)}] \quad (A20)$$

式中： $Q^{\mu}(s, a)$ 为训练的动作值函数，其输入为动作和状态的信息，输出为相应策略 θ 下的 Q 值；针对 DDPG 算法中的 AC 网络参数，利用了独立的网络进行更新。损失函数定义为

$$L_{min} = \frac{1}{N} \sum_k [y_k - Q(s_k, a_k | \theta^Q)]^2 \quad (A21)$$

$$y_k = r_k + \gamma Q[s_{k+1}, \mu'(s_{k+1} | \theta^{\mu'}) | \theta^Q] \quad (A22)$$

此外，还采用采用了经验回放和独立的目标网络逼近行为值函数和确定性策略。将采集到的当前时刻的状态 s_t 、当前动作 a_t 、回报 r_t 以及下一时刻的状态 s_{t+1} 存入数据库 R_D ，再从数据库 R 中均匀随机抽取数据 (s_k, a_k, r_k, s_{k+1}) 训练神经网络。并使用策略梯度法，最大化动作产生的汇报，预测给定状态下的最佳动作：

$$\begin{cases} \nabla_{\theta^{\mu}} J|_{s_k} \approx \frac{1}{N} \sum_k \nabla_a Q(s, a | \theta^Q) |_{s=s_k, a=\mu(s_k)} \\ \nabla_{\theta^{\mu}} \mu(s | \theta^{\mu}) |_{s_k} \end{cases} \quad (A23)$$

为了增加学习的稳定性，DDPG 算法采用“软更新”的方式来更新目标网络的参数：

$$\theta^Q \leftarrow \tau \theta^Q + (1 - \tau) \theta^{Q'} \quad (A24)$$

$$\theta^{\mu'} \leftarrow \tau \theta^{\mu} + (1 - \tau) \theta^{\mu'} \quad (A25)$$

下表为本文算法伪代码：

表 A2 DDPG 算法流程图

Table A2 DDPG Algorithm Flow Diagram

算法流程

```

1: 基于 1.3 节获取 EV 能耗时空分布数据  $S_{evcs}, S_{bss}$ 
2: 基于 2.2, 2.4 节方法计算可调能力  $\bar{P}_{t,n}^{EVCS}, \underline{P}_{t,n}^{EVCS}, \bar{P}_{t,n}^{BSS}, \underline{P}_{t,n}^{BSS}$ 
3: 初始化网络：初始化 critic 网络  $Q$  和 actor 网络  $\mu$  参数；
4: for episode = 1 to  $M$  do:
5:   初始化能量-备用市场出清结果
6:   for  $t = 1$  to  $T$  do:
7:     观察当前状态  $s_{tate}$ 
8:     根据策略网络加噪声采样动作  $a_{taction}^n = \{\kappa_{n,t}^{da}, \kappa_{n,t}^{re}\}$ 
9:     计算一次市场出清，得到下一状态  $s_{tate-}$  和回报  $R_{eward}$ 
10:    储存状态转移矩阵  $\{s_{tate}, a_{taction}^n, R_{eward}, s_{tate-}\}$  于 buffer 中
11:    更新环境状态  $s_{tate} \rightarrow s_{tate-}$ 
12:    从 buffer 中取出随机批量样本  $\{s_{tate}, a_{taction}^n, R_{eward}, s_{tate-}\}$ 
13:    计算 TD 目标式(A20)
14:    通过最小损失函数式(A21)(A23)更新 critic/actor 参数
15:    根据式(A24)(A25)软更新目标网络
16:   end for
17: end for

```

附录 B

表 B1 传统机组运行参数

Table B1 Parameters of generator

传统机组编号	出力上下限/MW	成本一次项参数	成本二次项参数
#1	[5,20]	4	0.010
#2	[5,25]	4	0.012
#3	[5,15]	3.8	0.014

表 B2 车型与参数

Table B2 EV Models and Corresponding Parameters

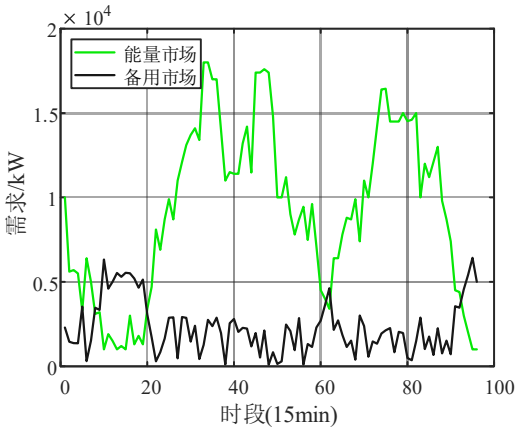
电动汽车类型	占比/%	电池容量/(kWh)
Tesla Model 3	50	75
Tesla Model X	20	100
NIO ET5	15	75
Chevrolet Bolt	15	66

表 B3 路网模型基础数据

Table B3 Parameters of The TN

From	To	道路长度/km	道路等级	速度(km/h)
1	2	2	II	30
1	4	1.7	II	30
2	3	2.2	II	30
2	5	1.8	II	30
3	6	1.8	II	30
3	11	3.3	II	30
4	5	2	II	30
4	7	2.3	II	30
5	6	2.1	II	30
5	8	1.7	I	30
6	9	2.7	II	30
6	10	2.6	II	30
7	8	2.8	II	30
7	21	3	I	60
8	9	2.8	I	60
8	23	2.6	I	60
9	10	2.2	II	30
9	24	2.1	I	60
10	11	1.9	II	30
10	13	4	I	60
11	12	4	II	30
12	13	1.5	II	30
12	15	6.6	II	30
13	14	3.6	II	30

14	15	2.6	II	30
14	20	2.2	I	60
14	24	3	I	60
15	16	5.8	II	30
16	17	9.2	II	30
16	29	3.4	II	30
17	18	2.6	II	30
17	28	5.3	II	30
18	19	2.4	II	30
18	27	4.5	II	30
19	21	2.6	II	30
20	25	2.8	I	60
20	29	4.4	I	60
21	22	2.7	II	30
22	23	2.3	I	60
22	27	2.6	I	60
23	24	3.6	I	60
23	26	2.2	I	60
24	25	3.7	I	60
25	26	2.4	I	60
25	29	1.4	I	60
26	27	2.2	I	60
26	28	1.8	I	60
27	28	1.8	I	60
28	29	2.4	I	60



附录 C

四季各换充电站可调能力情况：

图 B1 电力市场需求
Fig. B1 Market Demand in the Electricity Market

表 B4 路网与电网耦合情况

Table B4 A Road Network Coupling to the Grid

换充电站编号	所连电网节点	传统机组编号	所在电网节点
#23	1	#1	70
#24	12	#2	77
#21	15	#3	84
#26	25		
#4	34		
#6	42		
#13	49		
#17	61		
#19	65		

表 B5 站#23 四季下运营费用/收益表

Table B5 #23 Operating Expenses/Income Statement

费用/收益(¥)	秋	冬	春	夏
充电费用与市场成本	5470.37	10375.09	7957.46	3161.24
运营收益	5669.24	10750.85	8240.10	3272.41
用户补偿费用	181.99	359.84	264.33	108.23
参与市场收益	16.88	15.92	18.31	2.94

表 B6 站#17 四季下运营费用/收益表

Table B6 #17 Operating Expenses/Income Statement

费用/收益(¥)	春	夏	秋	冬
充电费用与市场成本	7767.63	14167.11	9503.67	11170.82
运营收益	8098.35	14746.01	9893.83	11659.93
用户补偿费用	302.64	534.16	379.86	457.43
参与市场收益	28.08	44.74	25.28	31.69

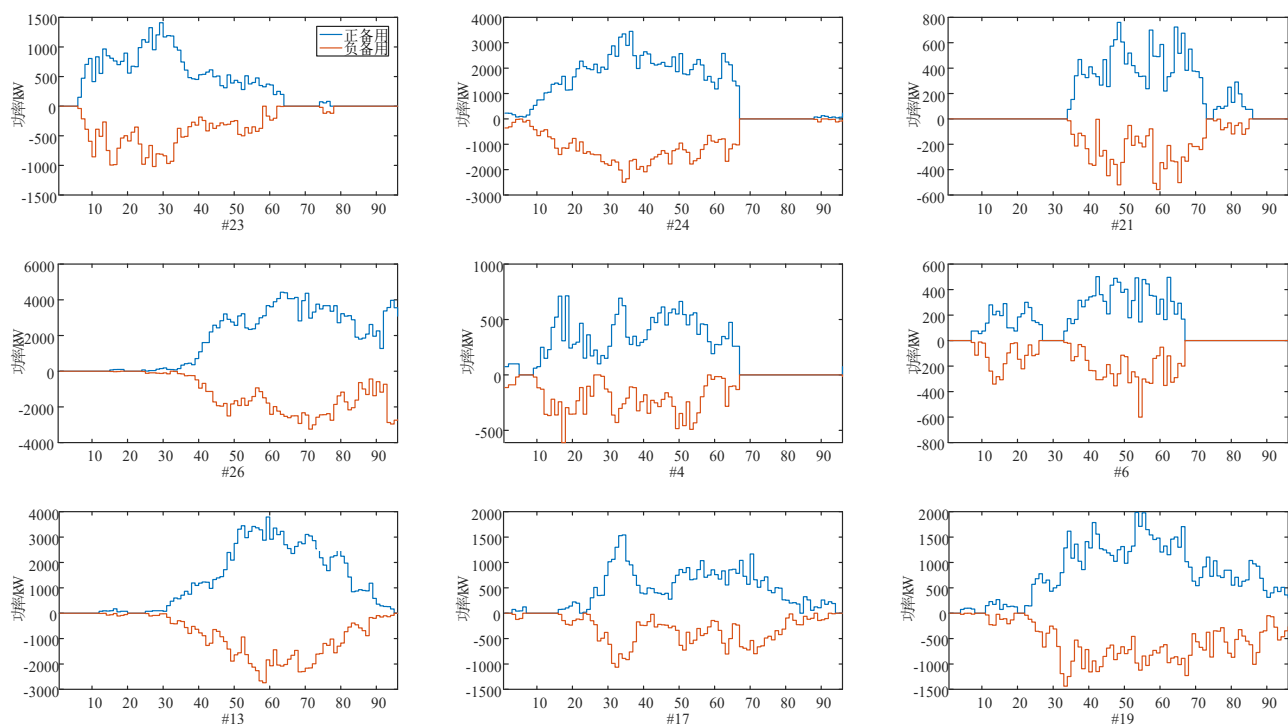


图 C1 春季各换充电站充/放电服务可调能力

Fig. C1 Adjustable Capacity for Charging/Discharging Services at each BSCS in Spring

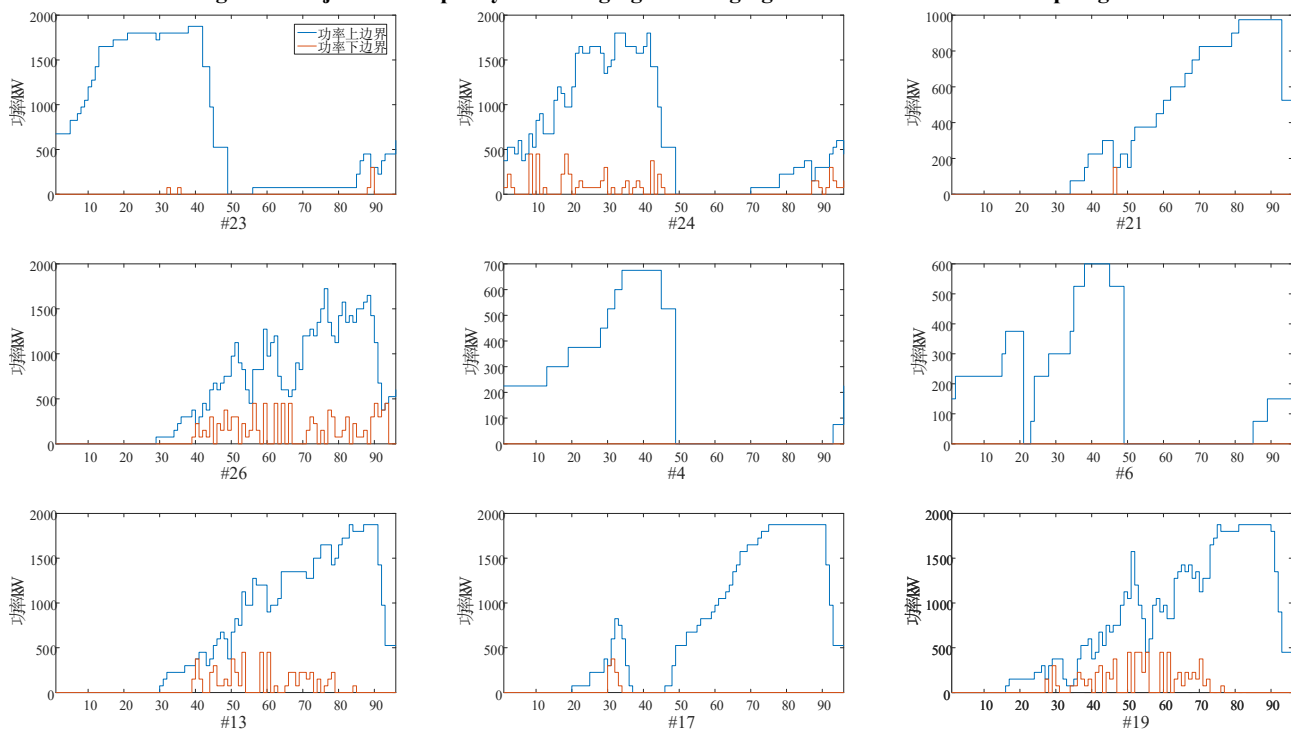


图 C2 春季各换充电站换电服务可调能力

Fig. C2 Adjustable Capacity for Swapping Services at each BSCS in Spring

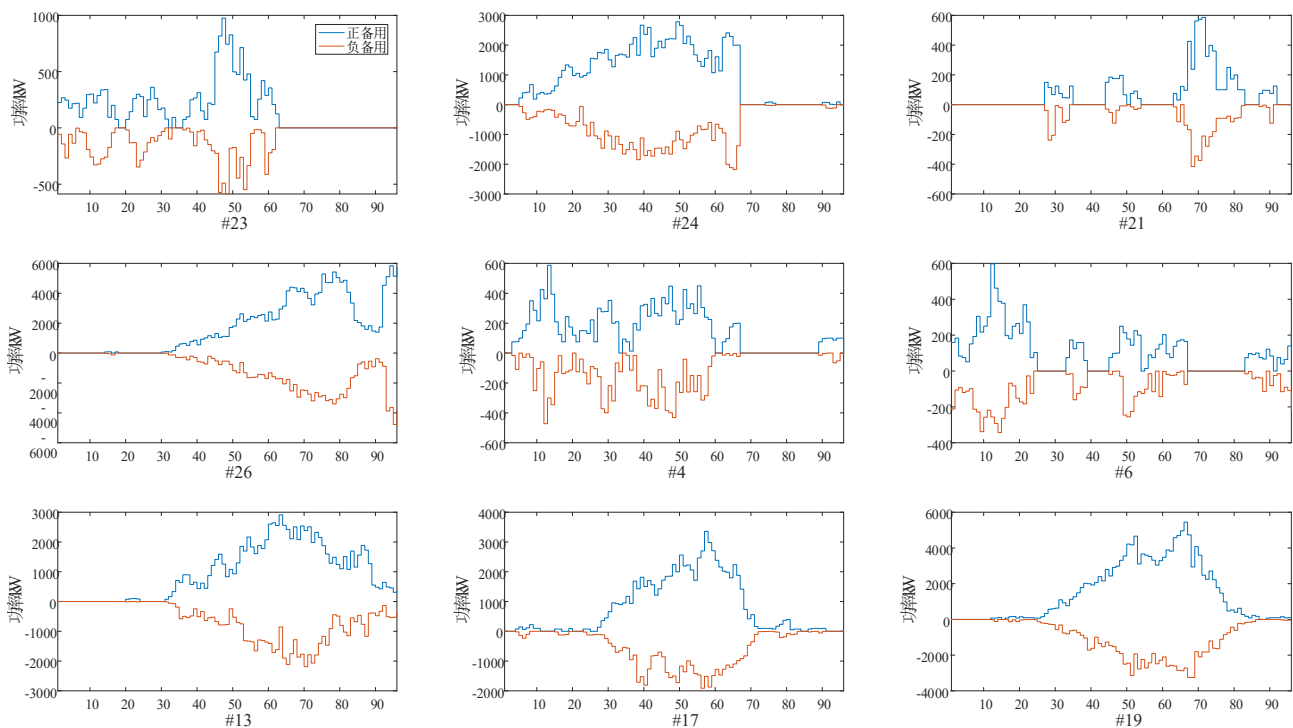


图 C3 夏季各换充电站充放电服务可调能力

Fig. C3 Adjustable Capacity for Charging/Discharging Services at each BSCS in Summer

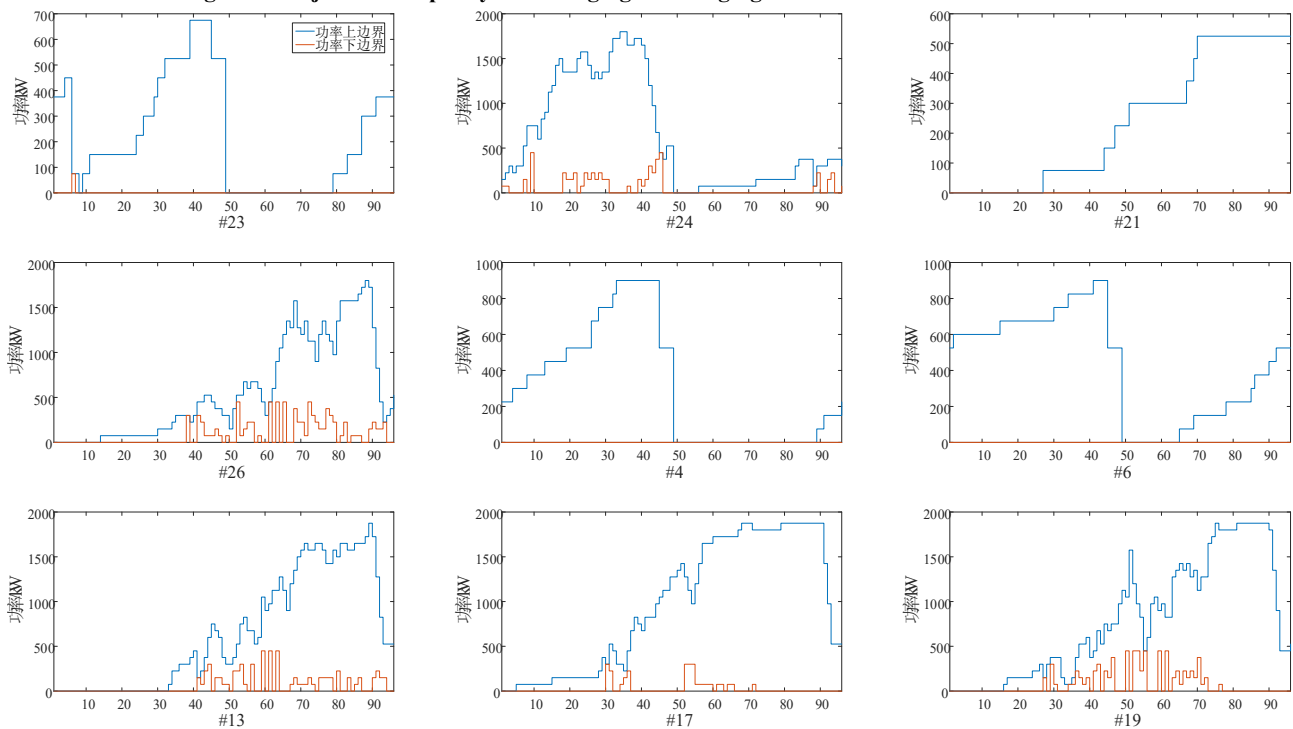


图 C4 夏季各换充电站换电可调能力

Fig. C4 Adjustable Capacity for Swapping Services at each BSCS in Summer

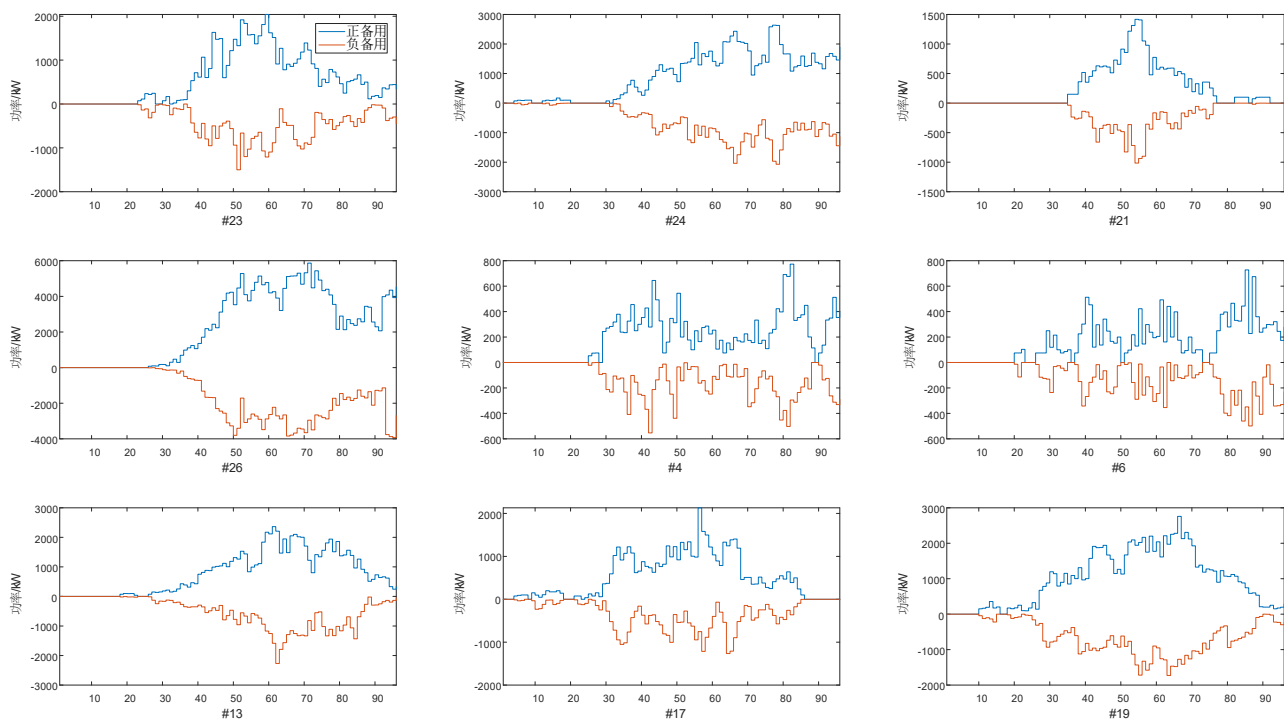


图 C5 秋季各换电站充/放电服务可调能力

Fig. C5 Adjustable Capacity for Charging/Discharging Services at each BSCS in Fall

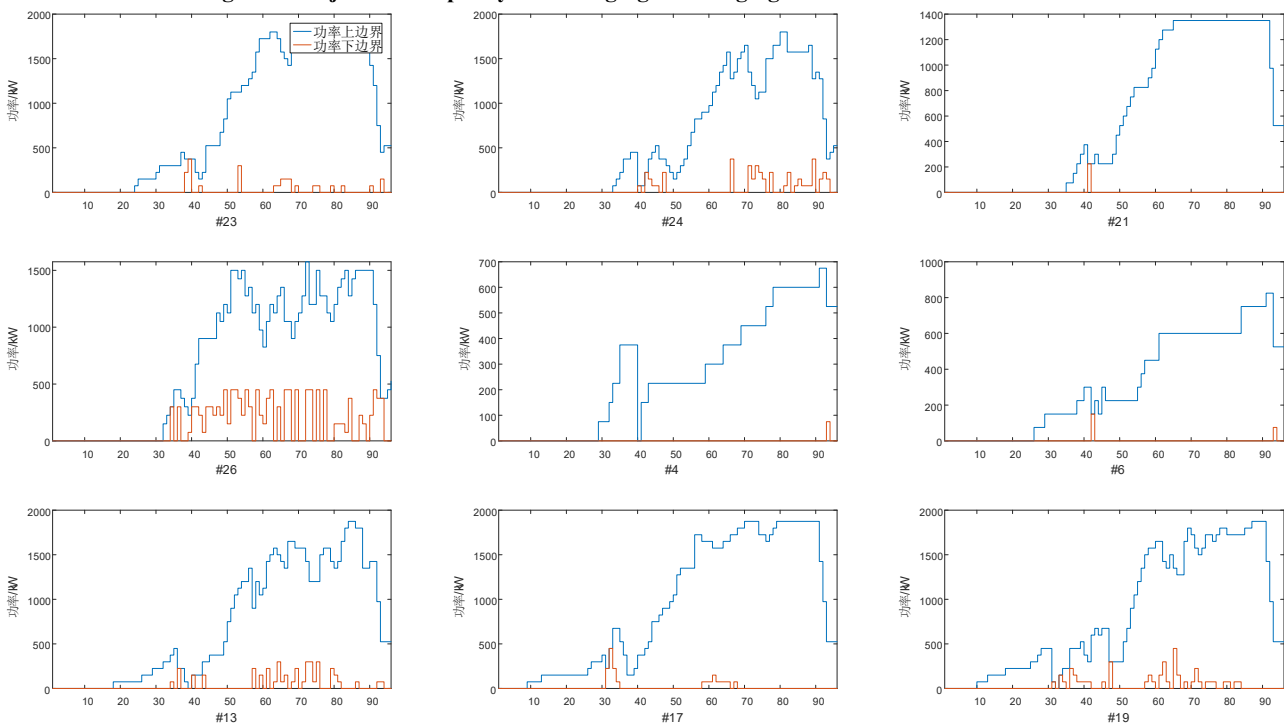


图 C6 秋季各换电站换电可调能力

Fig. C6 Adjustable Capacity for Swapping Services at each BSCS in Fall

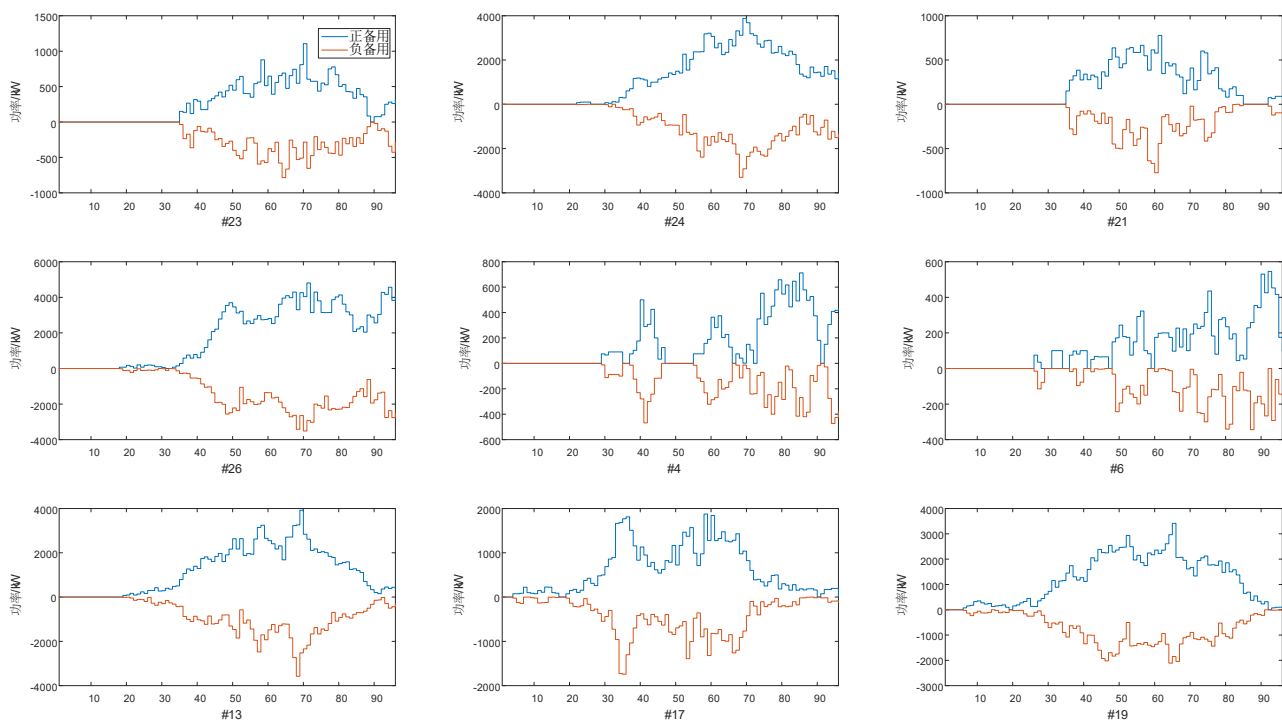


图 C7 冬季各换电站充/放电服务可调能力

Fig. C7 Adjustable Capacity for Charging/Discharging Services at each BSCS in Winter

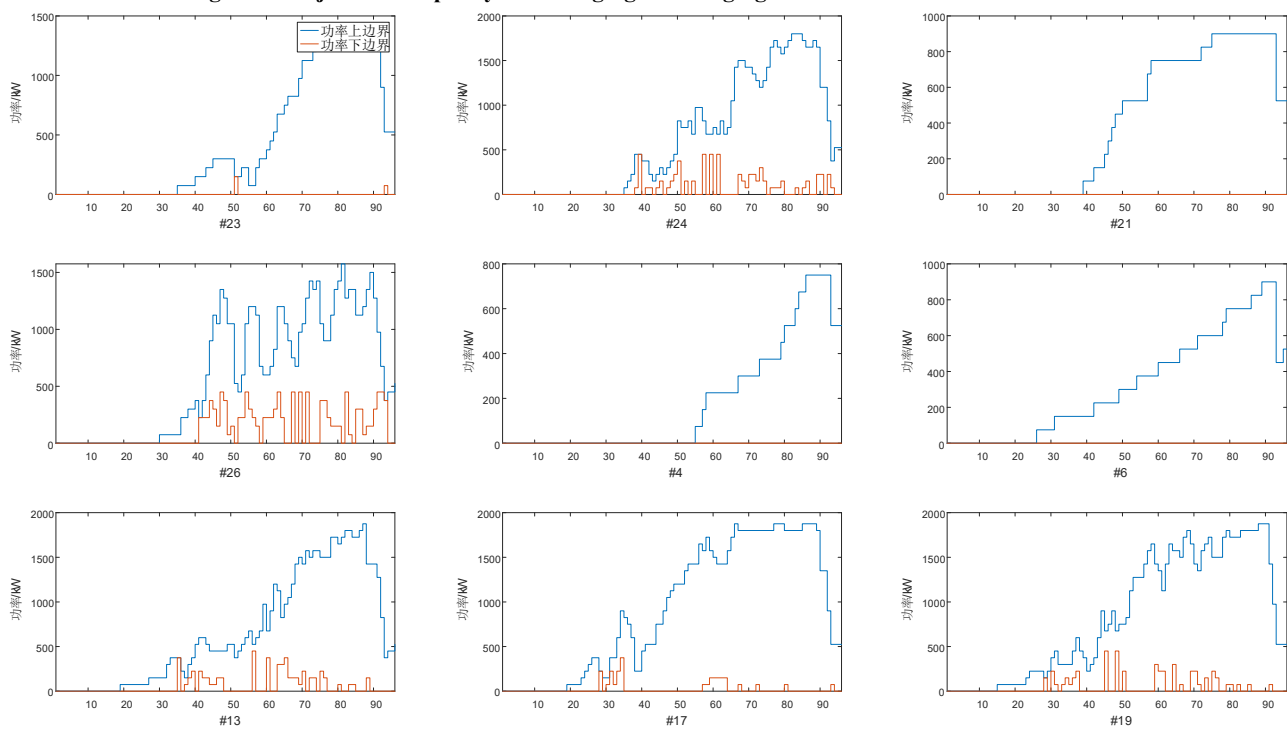


图 C8 冬季各换电站换电可调能力

Fig. C8 Adjustable Capacity for Swapping Services at each BSCS in Winter