

doi:10.11835/j.issn.1000-582X.2020.117

# 含光、储、电动汽车居民小区电力负荷综合管理系统

董涛<sup>1</sup>, 雍静<sup>2</sup>, 赵瑾<sup>2</sup>, 董家斌<sup>3</sup>, 陈山<sup>4</sup>

(1. 云南电网有限责任公司电力科学研究所, 昆明 650217; 2. 重庆大学输配电装备及系统安全与新技术国家重点实验室, 重庆 400044; 3. 云南机电职业技术学院, 昆明 650000; 4. 云南电网有限责任公司楚雄大姚供电局, 云南 楚雄 675400)

**摘要:** 电动汽车、小型光伏发电装置在居民配电系统获得日益广泛的应用, 改变了居民负荷需求特征, 给现有系统带来一系列问题。为提高居民小区光伏利用率, 引导电动汽车有序充电, 针对含光、储及电动汽车的居民小区, 研究光伏出力及电动汽车充电行为的不确定性及特征, 利用集中设置的储能装置, 在不改变既有配电系统一次拓扑结构的前提下, 构造居民小区电力负荷综合能源管理系统, 并提出直接和间接负荷控制相结合的综合能源管理控制和调度策略。该系统及其控制策略利用分时电价机制间接调节电动汽车充电行为, 避免夜间充电高峰; 利用合理设置的集中储能装置, 通过直接控制, 转移多余光伏出力, 充分消纳光伏出力, 同时达到最大化用户收益和解决变压器白天光伏反向送电过载问题的目的。以实际居民小区实测数据为基础, 对不同场景的仿真分析验证了方法的可行性和有效性。

**关键词:** 电动汽车; 储能; 充电; 光伏; 居民负荷

**中图分类号:** TM92

**文献标志码:** A

**文章编号:** 1000-582X(2021)08-045-14

## Load management approach for residential power system incorporating photovoltaics, electric storage and electric-vehicle charging

DONG Tao<sup>1</sup>, YONG Jing<sup>2</sup>, ZHAO Jin<sup>2</sup>, DONG Jiabin<sup>3</sup>, CHEN Shan<sup>4</sup>

(1. Power Research Institute, Yunnan Power Grid Co., Ltd., Kunming 650217, P. R. China; 2. State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology, Chongqing University, Chongqing 400044, P. R. China; 3. Yunnan Vocational College of Mechanical and Electrical Technology, Kunming 650000, P. R. China; 4. Chuxiong Power Company, Yunnan Power Grid Co., Ltd., Chuxiong, Yunnan 675400, P. R. China)

**Abstract:** Electric vehicles (EV) and small-scale photovoltaics (PV) have been extensively applied to the residential power systems, which is largely changing the characteristics of the residential loads and bringing some issues to the existing systems. To increase the efficiency of using PV and manage the EV charging orderly, a load management approach for the residential power system incorporating EV, PV and electric storage (ES) was proposed, in which the uncertainty of PV output and EV charging behavior were taken

收稿日期: 2020-07-01 网络出版日期: 2020-12-31

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(51777021); 云南电网有限责任公司科技项目(0006200000062053)。

Supported by the National Natural Science Foundation of China (51777021), and the Scientific Research Project of Yunnan Power Grid Co., Ltd. (0006200000062053).

作者简介: 董涛(1980—), 男, 高级工程师, 主要从事配网设备运行分析及故障研究, (E-mail) 1523572@qq.com。

通讯作者: 雍静, 女, 博士, 教授, 博士生导师, 主要从事配网设备运行分析及故障研究, (E-mail) yongjing@cqu.edu.cn。

into consideration, and a minimal capacity of centralized ES was used to adjust the power supply and consumption so that the interests of both the consumer and the power utility could be achieved with a low cost. A simulation of different scenarios in a practical case demonstrated the validity of the proposed approach.

**Keywords:** electric vehicle; electric storage; charging; photovoltaic; residential loads

随着经济发展和人民生活水平提高,居民负荷在电力系统负荷中的占比日益增高。常规居民负荷具有很大的波动性和不确定性,峰谷差异较大,且柔性较差,难以进行直接控制,给负荷预测和管理带来困难<sup>[1-4]</sup>。近年来,电动汽车(EV, electric vehicles)得到快速发展,分散在居民小区的电动汽车充电行为,在空间上和时间上也都存在很大的不确定性,无约束的电动汽车充电会进一步加大居民负荷峰谷差,对电网稳定性造成危害<sup>[3-6]</sup>。同时,可再生能源利用也在近年得到大力推广,在光照丰富地区,随着光伏组件价格降低,小容量光伏发电(PV, photovoltaics)已在居民住宅得到广泛应用。然而,光伏出力集中在白天中午时段,并非居民负荷高峰期,无约束向电网反送电力也可能导致居民配电变压器反向过载<sup>[3-4]</sup>。

分布式储能(ES, electric storage)对平滑负荷需求曲线有极其重要的作用,是调节负荷峰谷差的有效措施,国外企业已推出各种家用储能产品,并在北美、日本、欧洲和澳大利亚推广使用;国内企业也有相关产品推出,但是由于成本问题,尚未得到广泛接受和应用<sup>[7-8]</sup>。由于小型光伏发电系统成本的大幅降低以及电动汽车大规模进入居民家庭,传统居民小区用电负荷及电源结构发生极大改变,配电系统峰谷差异加剧的问题日益严重,在维持现有配电系统拓扑的前提下,如何通过直接负荷控制或者间接经济激励手段,采用简单、有效的方式,对含有光伏、电动汽车和储能设备的居民小区进行有效的负荷管理和控制,同时达到系统和居民用户利益双赢的目标,是一个值得研究的问题<sup>[8-9]</sup>。

针对电动汽车的优化充电,中外学者已展开大量的研究,提出了以实现配电网最小网损、平滑日负荷曲线等为目标优化充电策略<sup>[8-14]</sup>,通过电价变化对用户响应程度的影响分别建立了分时电价和实时电价下的电动汽车优化充电模型<sup>[12-17]</sup>,提出了考虑分布式光伏或风电接入、协同风光出力和电动汽车充电行为以抑制总体负荷波动性的控制策略<sup>[18-21]</sup>。上述研究均将问题归纳为需要满足某种约束的优化问题,需要基于一定的负荷预测结果,这对于负荷波动幅度不大的场景是可行的。但是居民负荷与其生活习惯和每日的偶然事件关联极大,其波动性难以准确预测,妨碍了上述方法的有效使用。

在居民配电系统中,一方面,对于居民用户,用电成本是其接纳新能源和储能装置的决定性因素;另一方面,对于供电部门,如何平滑负荷波动是保证系统高效、可靠运行的关键。这两方面利益往往是矛盾和冲突的。在居民小区引入光伏和电动汽车后,这种矛盾和冲突更加激化。为通过技术手段解决该问题,笔者研究了居民小区基础负荷和电动汽车的负荷不确定性以及光伏出力的不确定性,提出在小区设置集中储能装置的方法,在不改变既有配电系统一次拓扑结构的前提下,通过直接负荷控制手段,转移和调节光伏出力,实现其电能再分配;同时采用分时电价机制的间接负荷控制手段,引导电动汽车充电行为,达到兼顾居民用户和供电部门利益的目的。提出的含光、储及电动汽车的居民小区电力负荷综合管理系统及控制策略,在保证居民用户用电需求的前提下,考虑用户综合购电成本、分布式能源消纳、抑制负荷峰谷差等因素,系统构成简单易行,不需要对现有配电一次系统进行改造。以一个实际居民小区数据为例,验证了方法的可行性和有效性。

# 1 含光伏及电动汽车的居民区负荷特点

## 1.1 常规居民区负荷波动特点

典型居民配电系统的变压器低压侧采用干线式配电方式向每个用户提供电能,供电部门采用一户一表方式与用户进行电费计量和结算。其一次系统拓扑结构如图 1 所示。

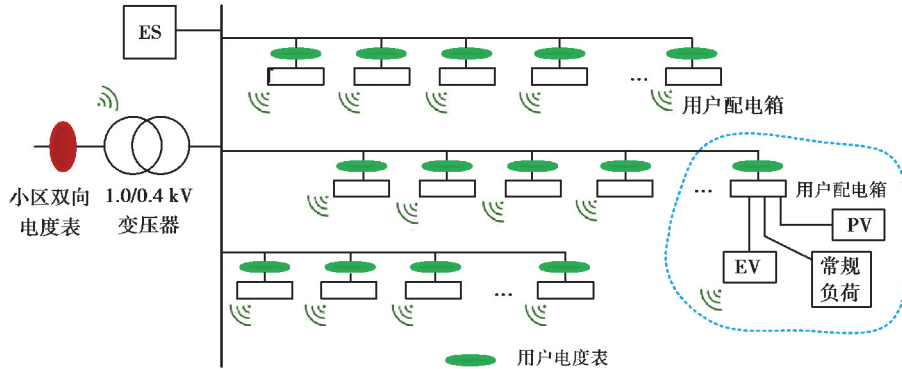
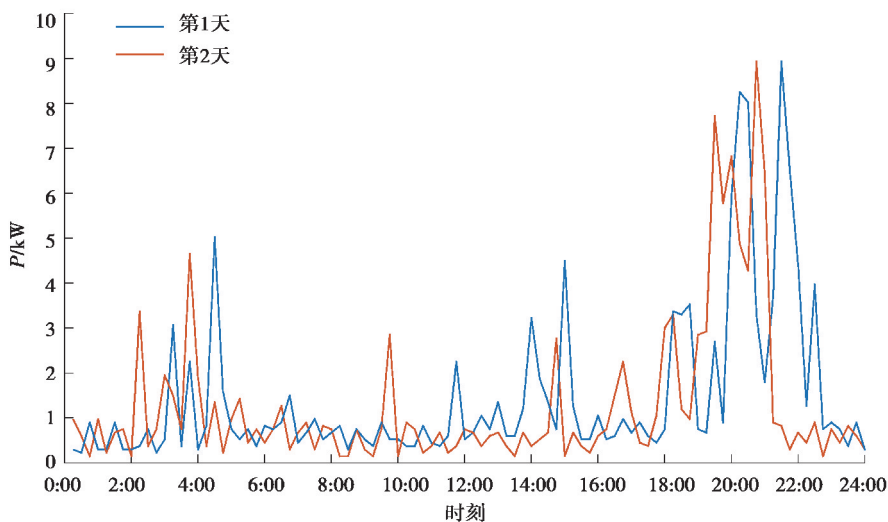


图 1 小区配电网系统结构图

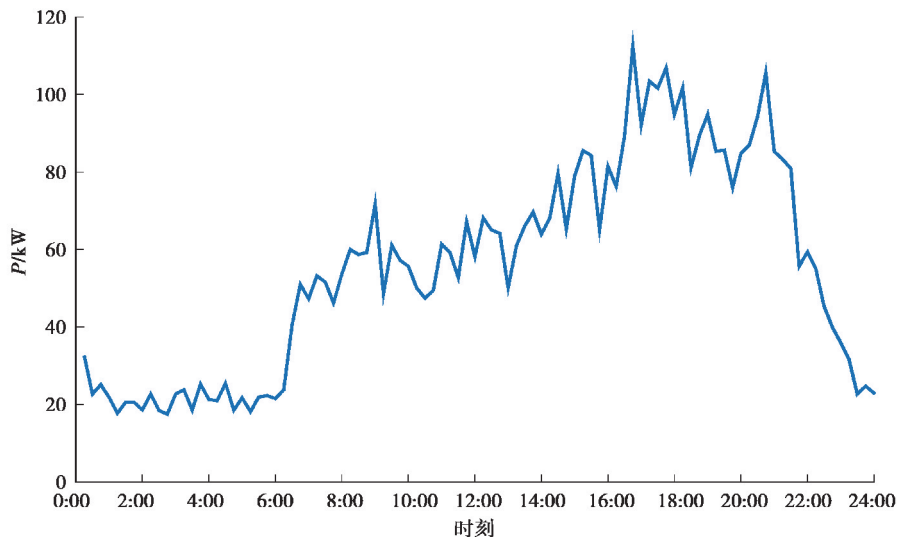
Fig. 1 Structure of the electric distribution system of a residential area

常规居民用电负荷包括照明、空调、冰箱、电视机、微波炉、电脑、电炊设备等。居民生活工作习惯、家庭成员构成、季节等因素对电能使用规律影响很大,不同用户以及同一用户不同时间的用电负荷曲线都有极大差异,难以像大容量用户或者大规模集合用户那样进行准确预测。图 2(a)所示为同一居民用户连续两天的负荷曲线(每 15 min 测量值),表现出极快速的波动性和高度的随机性。

由于小区总负荷由于是多个用户负荷曲线叠加而成,反映出集合负荷的统计学特征,极大降低了随机性和波动性。图 2(b)所示为小区变电站某日的实测常规负荷曲线(每 15 min 测量值)。该负荷曲线显示,负荷波动较为剧烈的时间段在白天和傍晚的负荷高峰时段。大量实测数据表明:居民负荷的最高峰时段处于 17:00~22:00 之间;从 22:00~次日 7:00,居民大都处于睡眠状态,仍然工作的家用电器都是稳定运行的冰箱、空调之类的设备,因此表现出非常强的低负荷和低波动性特征,有利于在小区变压器低压侧实施负荷的集中控制和管理。



(a) 某居民家庭相邻两日负荷曲线



(b) 小区变压器低压侧总负荷曲线

图 2 居民小区常规日负荷曲线

Fig. 2 Base load curves of residential power system

## 1.2 居民区电动汽车充电及小容量光伏发电特点

### 1.2.1 居民区电动汽车充电负荷特点

居民区电动汽车(EV)充电行为受居民出行规律影响,跟工作日、周末及节假日等密切相关,随机性也很强。一般民用EV,由于电池容量限制,续航里程为200 km左右,为保证次日使用,人们会在每日返家后立即对其充电。极端情况下,如果大多数用户集中在下午6:00~8:00时段开始充电,则会出现傍晚时段充电负荷高峰,如图3中“EVs”负荷曲线所示。EV充电负荷与常规负荷叠加,构成图中“常规负荷+EVs”负荷曲线,与未引入EV前相比,小区负荷峰值有较大幅度升高。

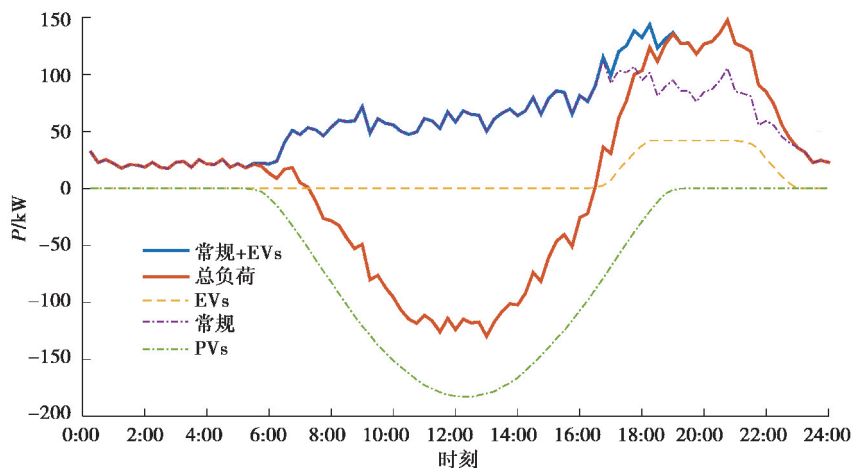


图 3 含 EV 和 PV 的小区变压器低压侧负荷

Fig. 3 Load at the low voltage side of transformer including EVs and PVs

### 1.2.2 小容量光伏发电特点

光伏(PV)出力由光照强度决定,与当日天气状况及云层运动状况密切相关。图4所示为某小区所在地春秋季节晴天、冬季晴天、夏季云层快速移动、夏日晴天状态下的实测PV出力(每15 min测量值)。可见不同季节对光伏出力大小有极大影响,天气状况变化造成光伏出力的波动性,也难以准确预测。

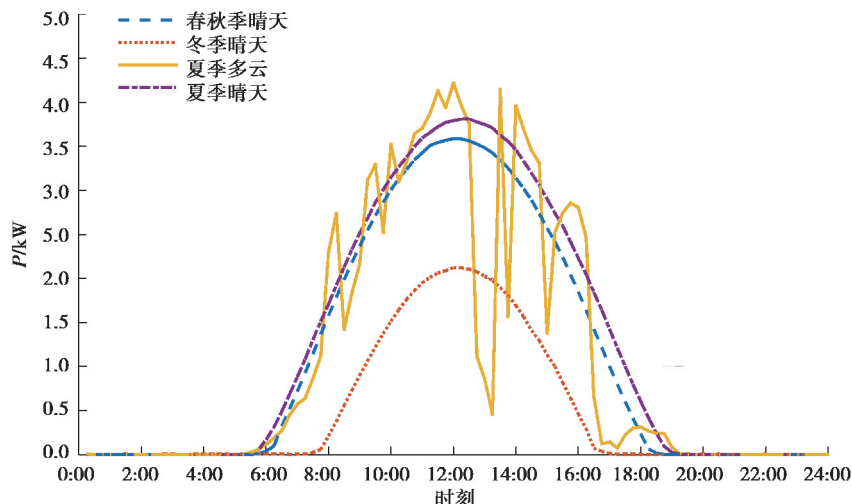


图 4 光伏出力的实测值

Fig. 4 Measurements of PV output

如果小区居民大量安装光伏装置,在晴朗的夏天,光伏发电量将大大超过负荷自身需求,多过电力回馈电网,势必造成如图 3 中“PVs”曲线所示的集中时段的功率向电网的回馈,极有可能产生图中“总负荷”曲线所示的变压器反向功率过载,危害配电系统安全运行。

针对居民小区配电系统在引入大量 EV 和光伏后出现的上述问题,提出带集中储能的小区配电系统及负荷管理系统。

## 2 电动汽车统一充电管理和集中储能的居民小区配电系统

对于既有居民小区,引入 EV 和光伏后,每个用户家庭负荷由独立的 EV 充电设施、光伏装置及常规基础负荷组成。带集中储能的小区配电系统及负荷管理系统由三个核心部分组成:①采用分时电价机制激励和引导电动汽车充电行为,实现间接负荷控制;②光伏充电控制设备以无线方式与小区负荷管理中心双向通信, EV 充电计费由控制中心统一管理,用户只需插上电源,根据自己出行需求,给出是否参与低价充电指令即可;③小区配电系统低压侧设置集中储能装置,合理选择储能容量,转移光伏多余发电量。

### 2.1 分时电价转移电动汽车充电负荷

采用分时电价机制转移 EV 充电负荷,解决无序充电导致的负荷峰值叠加问题。由于负荷管理机制必须建立在满足用户日常用电需求的前提下,下面分析分时电价转移 EV 充电负荷的可行性和有效性。

电动汽车每日返回后,会有多少不等的电池电量余量,其最短充电时间为<sup>[15]</sup>:

$$T_{EV} = \frac{(1 - SOC_{EV}^0) \times E_{EV}}{\eta_{EV} P_{EV}} \quad (1)$$

式中: $E_{EV}$ 表示电动汽车的电池容量; $\eta_{EV}$ 为电动汽车的充电效率; $P_{EV}$ 表示电动汽车可允许的最大充电功率; $SOC_{EV}^0$ 为电动汽车返回时的电池初始荷电状态。

从图 3 的负荷曲线可以看出,无论单一用户或者小区总负荷,其夜间低谷负荷和白天高峰负荷之间的差异都很大,具有将 EV 充电负荷转移的潜在可能性;同时,对于绝大部分用户,午夜至清晨时段的用车需求是很低的,有可能在此时段进行充电。若没有合适的激励机制,用户很难自行约束充电行为。考虑到夜间时段正好也是电网负荷低谷期,分时电价成为一种低成本间接激励机制,用户转移 EV 充电负荷可以带来降低用电成本的利益,达到用户和供电部门双赢的结局。因此,只要分时电价能够形成傍晚至夜间时段电价与午夜至清晨时段电价的差异,用户便会受到趋利行为驱使,选择低价时段充电。下面分析午夜至清晨时段单一用户配电容量及小区配电变压器容量对 EV 充电的可容纳度。



### 2.1.1 单一用户对电动汽车(EV)夜间充电的可容纳度

对于单一用户,现有配电设备及电表有一定容量限制,无序充电可能使得傍晚高峰负荷与 EV 充电功率叠加,引起过载。单一用户的负荷曲线不确定性很强,但是其高峰时段均发生在傍晚,低谷时段均发生在午夜至清晨。以图 2(a)所示用户为例,该用户用电高峰期最大负荷约为 8.7 kW,按一般居民电表容量 40 A 计,已经接近满负荷,若此时进行 EV 充电,必然引起用户进线开关保护跳闸,影响用户用电连续性。然而,该用户夜间短时最大负荷只有约 5 kW,持续时间从午夜到清晨,足够 1~2 台 EV 充电,具备负荷转移条件的。

### 2.1.2 小区变压器对电动汽车(EV)夜间充电的可容纳度

任意时刻  $t$ ,单一用户和多用户集合负荷之间存在如下关系:

$$P_T(t) = K_d \sum_{n=1}^N P_n(t) \quad (2)$$

式中: $P_T$ 为小区总负荷; $P_n$ 为第  $n$  个单一用户的负荷功率; $N$  为居民户数; $K_d$ 为需要系数。由于单一用户的随机波动性,用户数越多, $K_d$ 越小<sup>[22]</sup>。

将 EV 充电全部引导到夜间低电价时段后, EV 充电的密度决定变压器午夜至清晨时段容量的可容纳度。EV 夜间时段充电的总电量需求  $W_{EV-T}$  为:

$$W_{EV-T} = \sum_{n=1}^N (P_{EV,n} \times T_{EV,n}), \quad (3)$$

式中: $P_{EV,n}$ 和  $T_{EV,n}$ 分别为第  $n$  台 EV 的最大充电功率及对应的充电时长。

变压器能提供的夜间充电电量为:

$$W_{T-EV} = \sum_{i=1}^M (P_{T,al} - P_{low,i}) \times T_i \quad (4)$$

式中: $P_{T,al}$ 和  $P_{low,i}$ 分别为变压器的第  $i$  时刻最大允许负荷(不超过变压器额定容量)及常规负荷值, $T_i$ 为第  $i$  时刻持续时间。

当  $W_{T-EV} > W_{EV-T}$  时,变压器低价时段能满足所有 EV 的充电需求;反之,则需要转移部分 EV 负荷至其他时段。下面根据典型居民小区负荷的特征参数,分析居民小区变压器低价时段对 EV 充电的容纳度。

向  $N$  户居民供电的变压器容量为

$$S_{T,rated} = \beta \frac{K_d N P_{N,av}}{\cos \varphi} \quad (5)$$

式中: $\beta$ 为变压器负荷率; $\varphi$ 为负荷功率因数, $P_{N,av}$ 为  $N$  个住户的平均功率。按平均值估计,变压器在此时段能够提供的充电容量为

$$W_{T-EV,av} = \left(1 - \frac{\beta}{K_D}\right) \frac{K_d N P_{N,av} T_\Sigma}{\beta} \quad (6)$$

式中: $K_D$ 是负荷曲线的峰谷比,由于午夜至清晨时段变压器负荷相对稳定,因此  $K_D$ 是容易估计的; $T_\Sigma$ 为夜间低电价时段的时长。

如果小区户均电动汽车保有率为  $K_{EV}$ ,电动汽车平均充电时长为  $T_{EV}$ ,则 EV 的需求容量为

$$W_{EV-T,av} \approx K_{EV} N P_{EV} T_{EV} \quad (7)$$

假设电动汽车平均最大充电功率为 4 kW,户均配电安装容量 8 kW,按  $K_D=3$ , $\beta=0.8$ , $P_{EV}=4$  kW, $P_{N,av}=8$  kW, $T_{EV}=5$  h 考虑,小区户均电动车保有率  $K_{EV}$  分别为 0.7 和 0.9 时,式(6)和(7)与住户数的关系如图 5 所示。可见在现有典型居民配电系统容量条件下,即便小区 EV 户均保有率达到 70%,变压器低价时段也能提供足够的充电容量。上述分析还未考虑少量 EV 有夜间出行需求而不需充电的情况。

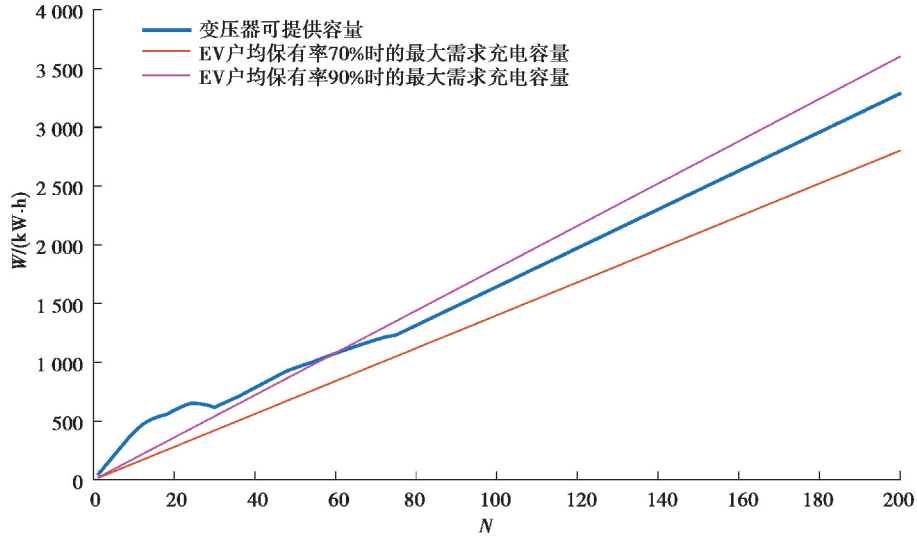


图 5 变压器夜间时段的 EV 充电容纳度

Fig. 5 Capability of EV charging during the night

## 2.2 变压器二次侧集中储能调节光伏峰值

对于单户居民来说,采用自备储能装置存储光伏多余电能,不仅成本高,其安全问题也是妨碍用户选择的因素。在变压器二次侧集中安装储能设备,不仅便于管理,也可提高储能装置的利用率,降低储能装置总容量,节省成本。

储能装置容量按照满足变压器负载能力和用户成本及收益进行综合考虑。假定 17:00~22:00 为高电价时段、22:00~次日 7:00 为低电价时段、7:00~17:00 为平电价时段。

### 2.2.1 满足变压器负载能力要求

居民光伏只能安装在自己住房屋面,其最大安装容量  $P_{PV_{max}}$  受到可安装面积的限制。光伏在中午时段出力最大,该时段变压器的最大基础负荷功率为  $P_{day_{max}}$ ,则光伏出力除了供小区负荷外,多余电能反送电网。反送功率超过变压器允许最大功率的部分,必须由 ES 消纳(即存储)。

于是对储能装置的最小额定充电功率要求为:

$$P_{ES,r} = P_{PV_{max}} - P_{day_{max}} - P_{T_{al}} \quad (8)$$

### 2.2.2 最大化用户收益

当未安装 ES 时,为防止变压器反向过载,光伏的安装容量受限,为  $P_{PV_0}$ 。

$$P_{PV_0} = P_{day_{max}} + P_{T_{al}} \quad (9)$$

光伏出力一部分提供小区负荷使用,一部分出售给电网,因此收益  $C_{PV_0}$  为

$$C_{PV_0} = C_{PV} W_{PV_0} + (C_M - C_{PV}) W_{PV_0,LD} \quad (10)$$

式中: $C_{PV}$  为 PV 售电电价, $C_M$  为平价时段用电电价, $W_{PV_0}$  为额定功率为  $P_{PV_0}$  的 PV 对应的 PV 总发电量, $W_{PV_0,LD}$  为 PV 总发电量中出售给电网的部分。

储能装置可将 PV 发电量储存到晚高峰电价时段使用,使 PV 出力的收益由平价电价  $C_M$  或 PV 出售电价  $C_{PV}$  提高为高峰时段电价  $C_H$ ,则总收益由  $C_{PV_0}$  变为  $C_{PV,ES}$ ,增加收益  $d_{CPV}$ 。

$$C_{PV,ES} = (C_H - C_{PV}) W_{PV,ES} + (C_H - C_M) W_{PV,GD} \quad (11)$$

$$d_{CPV} = C_{PV,ES} - C_{PV_0} \quad (12)$$

式中: $W_{PV,ES}$ 、 $W_{PV,GD}$ 、 $W_{PV,LD}$  分别为 PV 安装功率为  $P_{PV_{max}}$  时,PV 发电量中由 ES 储存、出售给电网及提供负荷使用的电能。

若单位容量储能装置年平均功率成本为  $C_{ES,P}$ ,年平均容量成本为  $C_{ES,W}$ ,则储能装置总年平均成本  $C_{ES,T}$  为:

$$C_{ES,T} = P_{ES,r} C_{ES,P} + W_{ES,r} C_{ES,W} \quad (13)$$

式中:  $W_{ES,r}$  和  $P_{ES,r}$  分别为 ES 的额定容量和额定功率。

为了最大化用户利益,应该在满足式(8)的条件下,选择能达成最大  $\Delta C$  的  $W_{ES,r}$  和  $P_{ES,r}$ 。

$$\Delta C = d_{CPV} - C_{ES,T}。 \quad (14)$$

### 3 居民小区负荷综合管理策略与实施流程

综上所述,对于含 PV、EV 及 ES 的小区配电系统,EV 充电可以分散或集中布置,采用 EV 集中管理,PV 分散布置、无干预最大化发电,ES 集中安装集中管理的模式。管理策略如图 6 所示。主要步骤如下:

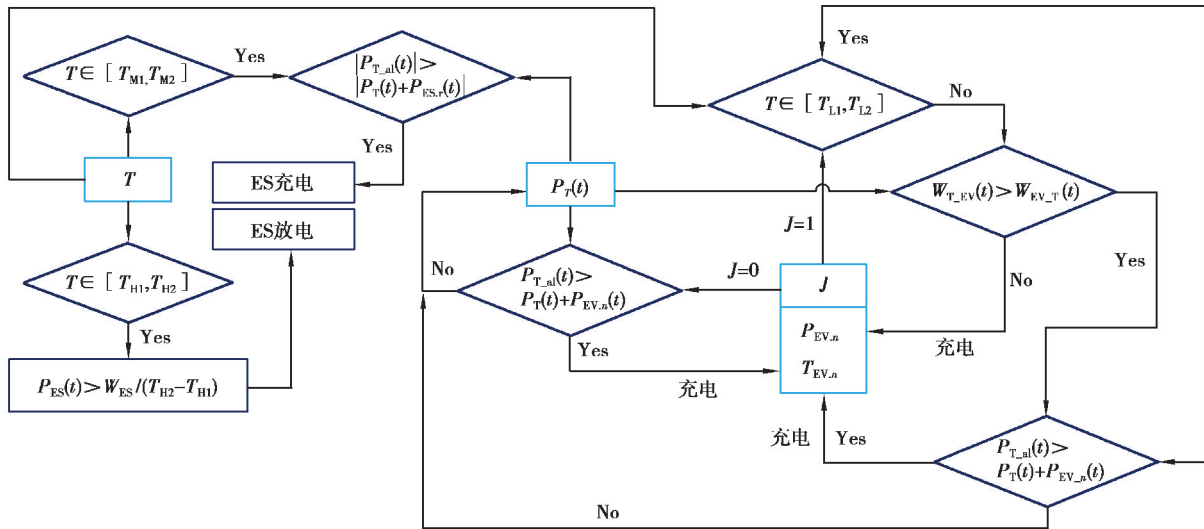


图 6 小区负荷综合管理流程图

Fig. 6 Flow chart of load management for residential system

参数设置:

a) 变压器允许最大负荷  $P_{T,al}(t)$ ;

b) 分时电价低、平、高价时段起止时间 ( $T_{L1}$ 、 $T_{L2}$ 、 $T_{M1}$ 、 $T_{M2}$ 、 $T_{H1}$ 、 $T_{H2}$ )。

EV 充电端:

1) EV 插入充电插座后,检测剩余电量,根据式(1)计算电动车最小充电时间;

2) 用户输入是否参与低电价充电程序,参与即默认次日低电价时段结束以前充电完毕;

3) 将带用户地码的 EV 最大充电功率  $P_{EV,r}$ 、最小充电时长  $T_{EV}$ 、是否参与低电价程序信息  $J$  发送给变电站控制中心;

4) 控制中心返回充电信息给 EV 充电桩控制器,对充电起始时间进行控制。

变电站控制端:

1) 每隔一定时间(如 15 min)检测 1 次变压器低压侧实时负荷  $P_T(t)$ (含光伏发电功率,为双向功率)及时刻  $T$ ;

2) 接受用户发来的带地址码 EV 充电请求信息  $P_{EV,r}$ 、 $T_{EV}$ 、 $J$ ;

3) 同时对 ES 和 EV 的状态进行判别和控制。

3.1) ES: 当  $T$  为平电价时段(即白天),并且变压器负荷  $P_T(t)$  与 ES 额定功率  $P_{ES,r}(t)$  之和绝对值小于变压器最大允许负荷  $P_{T,al}(t)$  绝对值时,则 ES 以最大功率充电;当  $T$  为高电价时段,ES 按储存电量在高电价时段的平均功率向负荷供电。

3.2) EV: 若用户不参与低电价充电程序( $J=0$ ),则立即充电,以满足用户出行需求;当充电时段处于非低电价时段,根据具体充电时间按实时电价计费;当充电时段处于低电价时段,根据平电价(或高电价)收费,鼓励用户尽量参与低电价程序。



3.3)EV:若用户参与低电价充电程序( $J=1$ ),则判断是否处于低电价时段。若处于低电价时段,则判断变压器增加该电动车充电负荷  $P_{EV}$  后,是否小于变压器允许最大负荷功率;若是,则立即充电,否则等待下一次时刻判断。若非处于低电价时段,则计算该时刻为止,已申请充电的待充电电动汽车总电能需求  $W_{EV,T}$ ,并与往日变压器最小可提供电能  $W_{T,EV}$  比较。若  $W_{T,EV} > W_{EV,T}$ ,则等到低电价时段,依次向等待的电动汽车发出充电指令;若  $W_{T,EV} < W_{EV,T}$ ,说明当日低电价时段电能不能满足要求,必须立即充电,以满足用户需求,此时,判断变压器是否有足够的充电功率,若是,立即充电,按实时电价计费,否则等待下一时刻,直到满足充电条件为止。

## 4 仿真实验

为验证小区负荷综合管理策略的可行性和效果,以某小规模联排别墅居民小区为研究对象,根据居民小区基础负荷数据,假定小区居民拥有电动汽车和储能设备,模拟不同充电策略,进行仿真分析和比较。

### 4.1 系统参数及情景设置

该小区 15 年前建成,共有 48 个用户家庭,目前电力为唯一能源,通过监测得到每户基本用电负荷曲线。假设每个用户家庭都拥有 EV 和光伏,拟在变压器低压侧安装集中锂电池 ES。配电系统基本信息、光伏及 EV 参数、电价信息、用户返回时间、离开时间以及返回时电池初始荷电状态 SOC 等参数如下:

①小区由 1 台 160 kVA 变压器供电,每户安装容量 12 kW,无 EV 和光伏时,变压器最大负荷率为 76%。

②每个住户安装额定容量为 5 kW 的小型光伏发电系统。

③电动汽车参数:电池容量为 20 kW·h,续航能力为 132 km,充电电压 250 V,允许的最大充电功率为 3.5 kW<sup>[23]</sup>,充电效率为 90%。电池充电过程为恒功率负荷,最大充电电流 16 A。按最大充电功率充电需要的时长为 5.7 h。

④分时电价如表 1 所示。

表 1 分时电价

Table 1 Time-of-use tariff

购/售电	时段	电价/(元·(kW·h) <sup>-1</sup> )
	0:00~7:00,22:00~24:00	0.30
用户购电	7:00~17:00	0.60
	17:00~22:00	1.00
用户售电	0:00~24:00	0.40

⑤储能容量和功率确定

因为高峰时段电价与光伏售电电价差大于与平价时段电价差,因此光伏发电量首先用于 ES 储能  $W_{PV,ES}$ ,剩余  $W_{PV,GD}$  上网。表 2 所示为小区所在地平均日照时间历史数据,其中 11、12、1、2 月份属于冬季。该地区春秋夏季的光伏发电最大功率差异不大,按相同考虑。于是,该地区春秋夏季和冬季天数分别为 229 天和 95 天。考虑多云天气造成的光伏出力降低系数 0.7。

表 2 平均日照时间历史数据

Table 2 Historical data for average sunshine hours and days in each month

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
小时数/h	101	122	176	244	280	286	307	282	193	171	98	84
天数/d	25	24	28	28	29	29	30	30	27	28	23	23
每日平均 (h·d <sup>-1</sup> )	4.04	5.08	6.28	8.71	9.65	9.86	10.23	9.40	7.14	6.10	4.26	3.65

假设 ES 的总功率和能量成本分别为 2 000 元/kW 和 1 500 元/(kW·h)<sup>[24]</sup>,假定 10 年成本回收期,则 ES 的年功率成本和能量成本分别约为 200 元/kW 和 150 元/(kW·h)。

根据表 1 的电价、图 2 所示小区负荷曲线、图 4 所示的光伏出力曲线,由(8)~(14)计算出当 ES 额定功率 60 kW,额定容量 200 kW·h 时,用户获得最大收益。

⑥对该小区居民出行统计结果显示:居民早间出行和晚间返回的时间,及日行驶里程均基本服从正态分布。出行时间均值为 7:30,均方差为 30 min;返回时间均值为 5:30,均方差为 60 min;日行驶里程均值为 30 km,均方差为 10 km。随机抽取 48 辆电动汽车出行和返回时间及行驶里程,作为 48 辆电动车出行和返回时间及行驶里程数据,如图 7 所示。

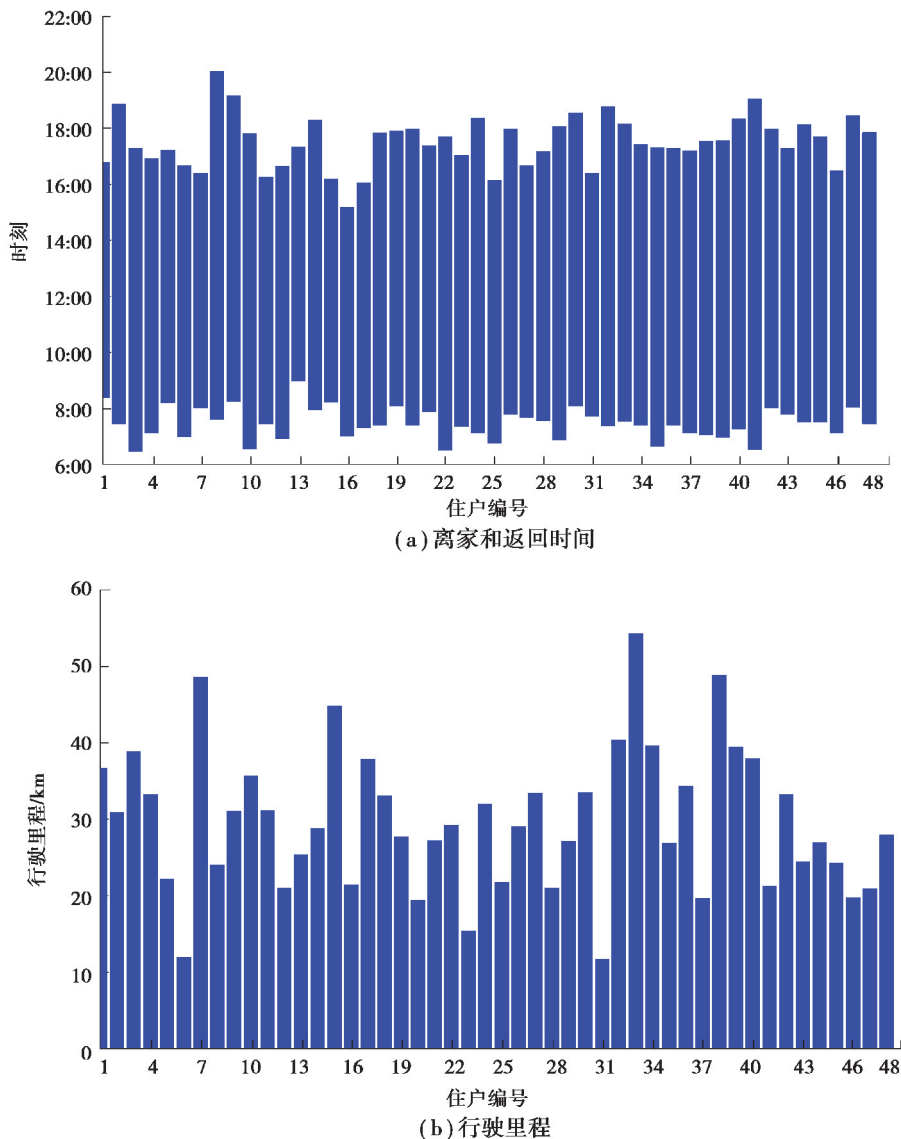


图 7 电动汽车外出时间和行驶里程分布

Fig. 7 Out and back times and the mileage of 48 EVs

## 4.2 仿真情景

采用 Matlab 编程模拟,光伏出力按夏季晴天云层快速移动的情形模拟(见图 4),对如下三种情景的结果进行对比。

情景 1:无 ES,每户最大 PV 安装容量 3.8 kW,以免变压器过载,实施统一电价(0.65 元/(kW·h)),EV

无序充电(用户返回时间作为开始充电时间,以可允许的最大充电功率持续充电,直至充电完成),基础负荷优先使用光伏发电量,剩余光伏出力直接上网。

情景 2:无储 ES,每户最大光伏安装容量 3.8 kW,以免变压器过载,实施分时电价,无集中 EV 充电控制,所有用户都选择返回后尽快从低电价起始时刻开始充电,其余条件与情景 1 相同。

情景 3:变电站低压侧投入 60 kW、200 kW·h 锂电池储能设备,最大充放电功率 40 kW,充放电效率 0.9。同时有 5 台 EV 不参加低电价充电程序。按照图 6 所示策略和流程进行 EV 和 ES 的充放电管理。

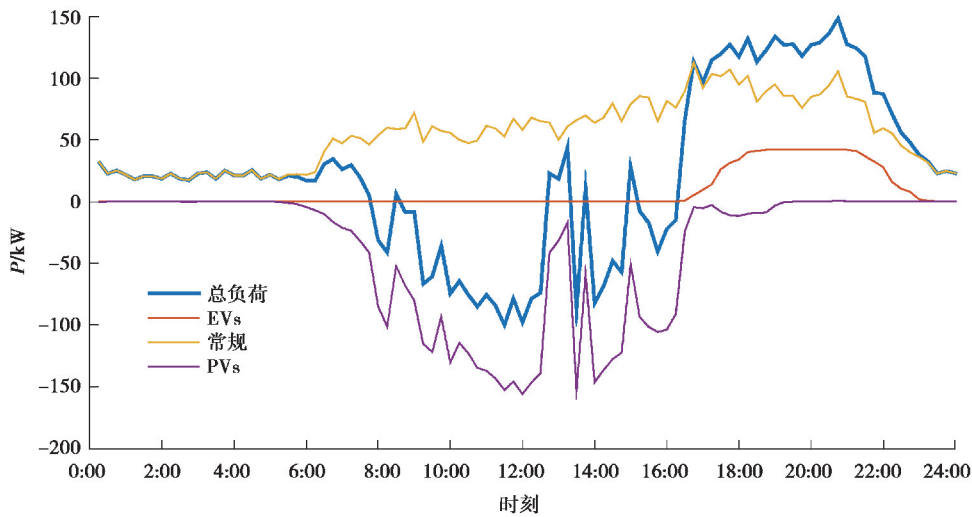
### 4.3 仿真结果

#### 4.3.1 变压器低压侧曲线比较

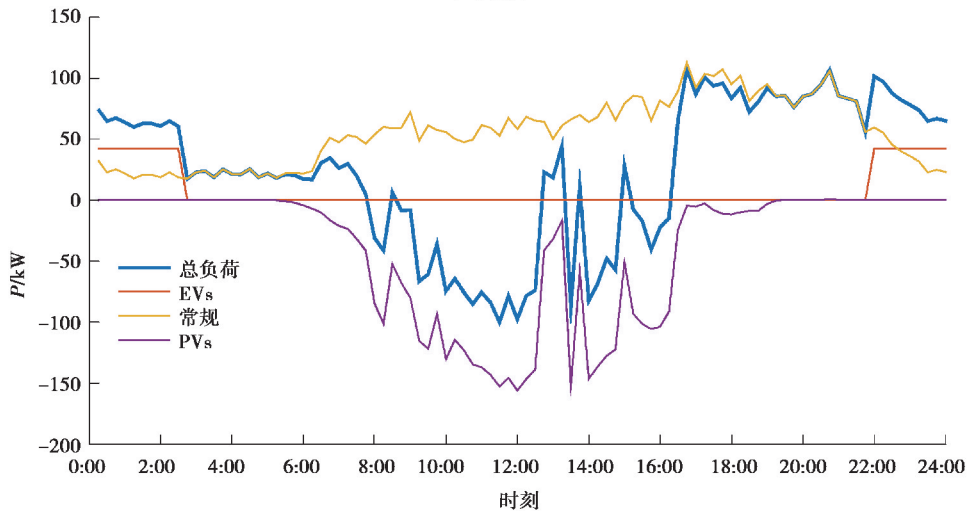
图 8(a)为情景 1 的 EV、光伏、常规负荷及变压器低压侧的总负荷曲线。天气晴好时,变压器的正、反向负荷都接近 150 kW,考虑变压器补充后达到 0.9 的功率因数,则变压器视在功率为 167 kVA,超过变压器 160 kVA 额定容量。

图 8(b)为情景 2 的负荷曲线,由于实施了分时电价,EV 充电很好地分散在夜间低负荷时段,对变压器的正向负荷率几乎没有影响,但是光伏导致的变压器反向功率过载仍然存在。

图 8(c)为情景 3 的负荷曲线,采用 ES 及图 6 所示负荷管理策略,变压器反向负荷最大值降低到 80 kW,正向负荷也得到进一步降低,使得小区引入光伏和 EV 后,不仅不需对配电一次系统进行扩容改造,变压器的负荷率还得到一定程度降低。



(a) 情景1



(b) 情景2

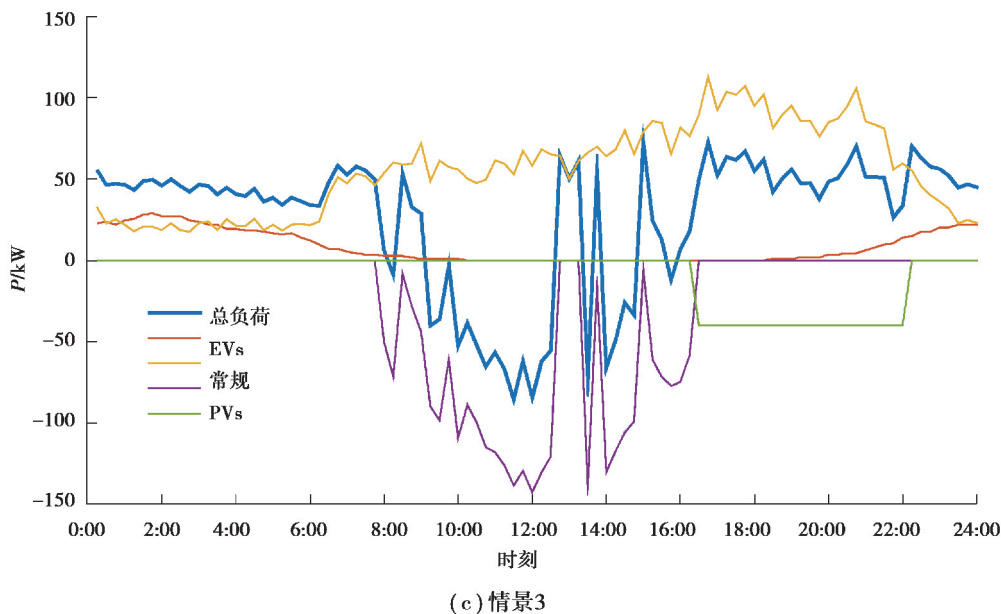


图 8 仿真结果

Fig. 8 Simulation results

#### 4.3.2 用户收支比较

表 3 所示为用户在不同的情景下的平均收支比较。其中情景 3 的“光伏发电”收益包含两部分:ES 转移 PV 发电量至峰值时段产生的收益,以及光伏剩余发电量供小区负荷使用及回送电网产生的收益。“ES 成本”为每个用户年均分摊成本,“ES 市电”为 ES 剩余容量储存市电电能至高峰时段产生的收益。可见合理选择集中 ES 容量,可以在充分利用光伏转化清洁能源、平抑变压器负荷曲线的同时,减少用户的总电费支出。

表 3 用户收支比较

Table 3 Comparison of cost per household

千元/年

情景	常规负荷	EV 充电	PV 发电	ES 市电	ES 成本	合计
1	6.585 5	0.986 1	-2.650 5			4.921 0
2	6.865 9	0.511 0	-2.557 7			4.819 2
3	5.398 1	0.597 5	-2.895 9	-0.205 3	1.041 7	3.936 0

## 5 结 论

针对含光、储及电动汽车的居民小区配电系统,提出基于现有配电系统拓扑结构,在变电站集中安装储能装置,并有针对性地提出相应的负荷管理策略。该居民小区电力负荷综合管理系统不仅可最大程度利用光伏发电的电量,采用合理的 ES 储能移峰,还可同时达到用户利益和平缓负荷曲线的目的。系统构成方法简便易行,不需对原有配电一次系统进行扩容等改造,以低廉的成本达成现代居民小区的负荷管理目标。

## 参考文献:

- [1] Wang Y, Yong J, Sun Y Y, et al. Characteristics of harmonic distortions in residential distribution systems[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2017, 32(3): 1495-1504.
- [2] Liu N, Chen Q F, Liu J, et al. A heuristic operation strategy for commercial building microgrids containing EVs and PV system[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2015, 62(4): 2560-2570.
- [3] Nguyen H K, Song J B. Optimal charging and discharging for multiple PHEVs with demand side management in vehicle-to-building[J]. Journal of Communications and Networks, 2012, 14(6): 662-671.
- [4] Chen Q F, Wang F, Hodge B M, et al. Dynamic price vector formation model-based automatic demand response strategy for PV-assisted EV charging stations[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(6): 2903-2915.
- [5] 胡泽春, 宋永华, 徐智威, 等. 电动汽车接入电网的影响与利用[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(4): 1-10.  
Hu Z C, Song Y H, Xu Z W, et al. Impacts and utilization of electric vehicles integration into power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(4): 1-10. (in Chinese)
- [6] Yilmaz M, Krein P T. Review of the impact of vehicle-to-grid technologies on distribution systems and utility interfaces[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2013, 28(12): 5673-5689.
- [7] Ata M, Erenoğlu A K, Şengör İ, et al. Optimal operation of a multi-energy system considering renewable energy sources stochasticity and impacts of electric vehicles[J]. Energy, 2019, 186: 1-12.
- [8] 李亚, 陈民铖, 黎博, 等. 基于模糊综合评判的分布式储能系统调节能力分析[J]. 重庆大学学报, 2020, 43(5): 1-10.  
Li Y, Chen M Y, Li B, et al. DAI Ruihai, Shi Yizhi. Regulating ability analysis of distributed energy storage system based on fuzzy comprehensive evaluation [J]. Journal of Chongqing University, 2020, 43(5): 1-10 (in Chinese)
- [9] 高亚静, 王辰, 吕孟扩. 计及车主满意度的电动汽车最优峰谷分时电价模型[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(2): 8-13.  
Gao Y J, Wang C, Lv M K. Optimal time-of-use price model considering satisfaction degree of electric vehicle owners[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(2): 8-13. (in Chinese)
- [10] Esmaili M, Rajabi M. Optimal charging of plug-in electric vehicles observing power grid constraints[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2014, 8(4): 583-590.
- [11] 占恺峤, 宋永华, 胡泽春, 等. 以降损为目标的电动汽车有序充电优化[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(31): 11-18.  
Zhan K Q, Song Y H, Hu Z C, et al. Coordination of electric vehicle charging to minimize active power losses[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(31): 11-18. (in Chinese)
- [12] 李宏玉, 余超, 张廷军, 等. 基于 SOC 的电动汽车参与电网调频控制策略研究[J]. 重庆大学学报, 2018, 41(12): 66-72.  
Li H Y, Yu C, Zhang T J, et al. Research on the strategy of electric vehicles participating in power system frequency control based on SOC[J]. Journal of Chongqing University, 2018, 41(12): 66-72. (in Chinese)
- [13] 杨晓东, 张有兵, 赵波, 等. 供需两侧协同优化的电动汽车充放电自动需求响应方法[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(01): 135-145.  
Yang X D, Zhang Y B, Zhao B, et al. Automated demand response method for electric vehicles charging and discharging to achieve supply-demand coordinated optimization[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(01): 135-145. (in Chinese)
- [14] 崔金栋, 罗文达, 周念成. 基于多视角的电动汽车有序充放电定价模型与策略研究[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(15): 4438-4450.  
Cui J D, Luo W D, Zhou N C. Research on pricing model and strategy of electric vehicle charging and discharging based on multi-view[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(15): 4438-4450. (in Chinese)
- [15] 董龙昌, 陈民铖, 李哲, 等. 基于 V2G 的电动汽车有序充放电控制策略[J]. 重庆大学学报, 2019, 42(1): 1-15.  
Dong L C, Chen M Y, Li Z, et al. Ordered charging and discharging control strategy of EVs based on V2G[J]. Journal of Chongqing University, 2019, 42(1): 1-15. (in Chinese)
- [16] Zhang Y C, Le J, Liao X B, et al. Multi-objective hydro-thermal-wind coordination scheduling integrated with large-scale electric vehicles using IMOPSO[J]. Renewable Energy, 2018, 128: 91-107.



- [17] Bui V H, Hussain A, Kim H M. A multiagent-based hierarchical energy management strategy for multi-microgrids considering adjustable power and demand response[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2018, 9(2): 1323-1333.
- [18] Zhao B, Zhang X S, Chen J, et al. Operation optimization of standalone microgrids considering lifetime characteristics of battery energy storage system[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2013, 4(4): 934-943.
- [19] Tulpule P J, Marano V, Yurkovich S, et al. Economic and environmental impacts of a PV powered workplace parking garage charging station[J]. *Applied Energy*, 2013, 108: 323-332.
- [20] Lai J G, Lu X Q, Li X, et al. Distributed multiagent-oriented average control for voltage restoration and reactive power sharing of autonomous microgrids[J]. *IEEE Access*, 2018, 6: 25551-25561.
- [21] 王贵斌, 赵俊华, 文福拴. 配电系统中电动汽车与可再生能源的随机协同调度[J]. *电力系统自动化*, 2012, 36(19): 22-29.  
Wang G B, Zhao J H, Wen F S. Stochastic optimization dispatching of plug-in hybrid electric vehicles in coordination with renewable generation in distribution systems[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2012, 36(19): 22-29. (in Chinese)
- [22] 中华人民共和国住房和城乡建设部. 中华人民共和国建筑工程标准: 民用建筑电气设计规范 JGJ 16—2008[S]. 北京: 中国建筑工业出版社, 2008.  
Ministry of Housing and Urban-Rural Development of the People's Republic of China. Code for electrical design of civil buildings JGJ 16—2008[S]. Beijing: China Architecture & Building Press, 2008. (in Chinese)
- [23] International Electrotechnical Commission. Electric vehicle conductive charging system-Part 1: general requirements: IEC 61851-1 [S]. International Electrotechnical Commission, 2017.
- [24] 潘福荣, 张建赞, 周子旺等. 用户侧电池储能系统的成本效益及投资风险分析[J]. *浙江电力*, 2019, 38(5): 43-49.  
Pan F R, Zhang J Y, Zhou Z W, et al. Analysis on the cost-effectiveness and investment risk of consumer side energy storage system[J]. *Zhejiang Power*, 2019, 38(5): 43-49. (in Chinese)

(编辑 罗 敏)