

## 新型电力系统下综合电动汽车充电站的优化运行

颜勤<sup>†</sup>, 涂晓帆

(长沙理工大学 电气与信息工程学院, 湖南 长沙 410114)

**摘要:**构建以新能源为主体、用电负荷多元化发展的新型电力系统是实现中国“双碳”目标的重要途径。源与荷双重不确定性的考验,对电力系统调控平衡能力及运行调度方式提出了更高的要求。本文提出一个集成了插电式电动汽车(Plug-in Electric Vehicles, PEV)、新能源发电、固定储能,并与商业建筑物相结合的双向综合电动汽车充电站(Integrated Electric Vehicle Charging Station, IEVCS),建立了一个考虑其时间特性及协同互动的四阶段智能优化控制算法。目标在于最大程度地降低考虑了用户满意度及潜在不确定性的IEVCS运行成本,同时通过调整PEV充放电、电池储能充放电、电网供给电量、可调整负荷等的优化调度来保障实时供需平衡。文中分析了该算法每个阶段的作用,并验证了每个阶段在应对源荷不确定性状况时为电力供给提供更多弹性及冗余度的必要性。

**关键词:**综合电动汽车充电站;插电式电动汽车;光伏发电;电池储能;商用建筑物;优化控制算法

中图分类号:TM73

文献标志码:A

## Optimized Operation of an Integrated Electric Vehicle Charging Station with Renewables and Storage under New Power System

YAN Qin<sup>†</sup>, TU Xiaofan

(School of Electrical and Information Engineering, Changsha University of Science and Technology, Changsha 410114, China)

**Abstract:** The construction of a New Power System with mainly renewable energy and diversification of electrical load is the essential path to achieve the “carbon peak and neutrality” target in China. Facing the dual uncertainty challenge of both source and load, it sets higher requirement for the power system coordination and operation abilities. This paper proposed a four-stage intelligent optimization and control algorithm for a bidirectional Integrated Electric Vehicle Charging Station (IEVCS) equipped with photovoltaic generation and battery storage and integrated with a commercial building. It aimed at maximally reducing the customer satisfaction-involved operational cost considering the potential uncertainties, while guaranteeing the balance of real-time supply and demand by adjusting the optimally scheduled charging/discharging of PEVs and battery storage, grid supply, and deferrable load. This paper analyzed the role of each stage in the algorithm and verified the necessity of each stage to provide power supply more resilience and redundancy facing unpredictable conditions.

**Key words:** integrated electric vehicle charging station; plug-in electric vehicles; photovoltaic (PV) generation; energy storage; commercial buildings; optimization and control algorithm

\* 收稿日期:2021-10-18

基金项目:卡塔尔国家研究基金资助项目(NPRP8-241-2-095), Qatar National Research Fund(NPRP8-241-2-095)

作者简介:颜勤(1988—),女,湖南长沙人,博士,长沙理工大学讲师

<sup>†</sup> 通信联系人, E-mail: qin.yan@csust.edu.cn

“双碳”目标下,新能源发电在中国能源结构中逐渐占据主导地位,交通电气化也成为了一个重要的发展趋势.作为新能源交通工具,插电式电动汽车(Plug-in Electric Vehicles, PEV)是一种极佳的可控负荷和电源资源,可通过调控来缓解新能源发电带来的功率波动,提升新能源消纳水平,其技术发展和推广使用将加快实现“双碳”目标,助力构建新型电力系统<sup>[1]</sup>.

中国建筑运行能耗占全国能源消耗总量21.7%,碳排放占比21.9%<sup>[2]</sup>,加之商业用电负荷呈大都市化趋势,负荷波动性强及用电峰谷差较大等问题突出,将商业建筑物用电与新能源及灵活资源(如电动汽车到建筑物(V2B)的运行模式)相融合进行统一调度,不仅能降低碳排放、降低能源成本、提高电能供应可靠性<sup>[3]</sup>,还具有巨大的商业潜力<sup>[4]</sup>.大型住宅楼和商业楼上宽敞的屋顶空间及光伏板作为遮盖保护汽车免遭暴晒的能力使得光伏发电(Photovoltaic Generation, PV)的利用成为了满足建筑能耗的有效途径<sup>[3]</sup>.

许多研究将PEV充电站与光伏发电结合起来以帮助降低成本及减少碳排放<sup>[5-6]</sup>.为解决可再生能源的随机性,常使用额外的储能或旋转备用<sup>[7-8]</sup>.

针对PEV、充电站与楼宇之间的关系,目前已提出了一些优化模型和调度策略<sup>[5, 9-11]</sup>.文献[9]考虑用户响应度和楼宇用电最大需求量约束,建立了基于V2B的PEV智慧充电桩群模型;文献[5]为实现不间断充电及成本最小化,提出了一种集成PV、储能、电网和柴油发电机组的充电站;文献[10]考虑分布式发电市场化交易和用户充放电意愿,提出带PV的智能楼宇与PEV之间的能量调度策略;文献[11]提出“专变共享”模式,充电站靠租借楼宇的冗余容量来满足PEV需求.但目前研究中很少提出将集成储能及PV的PEV充电站直接与楼宇相结合的方式,也没有综合考虑运营成本、用户满意度、负荷损失及充电站利润.文献[12]按照不同的用途、[13]根据各车型充电方式与出行特点对PEV进行分类,但根据实时状态和收费标准对PEV分类更有实时性.不少文献研究了降低优化算法复杂度的方法,如通过舍弃最小性能差,如文献[14]中的计算复杂度为 $O(T^3)$ ,各阶段计算时间为1~10 s/PEV,要实现实时调控就需减少计算时间.

针对上述问题,本文针对集可再生能源(如太阳能光伏发电PV)、固定蓄电池和商业建筑于一体的

综合电动汽车充电站(Integrated Electric Vehicle Charging Station, IEVCS),提出了一种新的四阶段优化控制算法.算法分为日前及时前预测优化调度和实时控制两大部分,以降低综合运行成本为目标,建立考虑潜在不确定性和顾客满意度指标的运营成本优化模型,再实时分层控制协调供需平衡,同时可节省总体计算时间.用电负荷按重要性及灵活性、PEV按电池状态及充电需求进行实时分类.通过最大化用户参与奖励来鼓励吸引更多PEV用户参与到放电方案中,提供更大的弹性来应对不可预测的情况,更可靠地为用户服务.

## 1 综合电动汽车充电站模型

双向IEVCS新模式,如图1所示,连接配电网及终端电力用户,其设计位于商业建筑物内或周边停车场,属于商业建筑物附属充电站或合作关系.

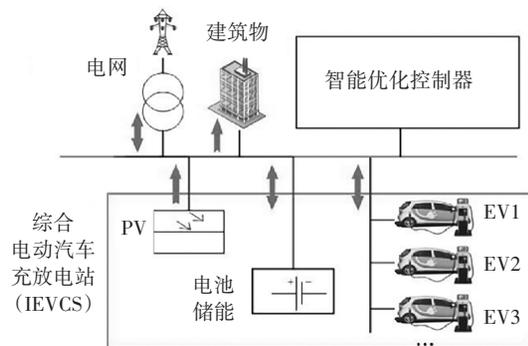


图1 综合电动汽车充电站IEVCS网络

Fig. 1 Network of the integrated electric vehicle charging station (IEVCS)

当电力供给与需求失衡时,优先内部自我消化.建筑物负荷应是IEVCS的“责任”,其电费或负荷损失都归为其运营成本.当IEVCS有电力剩余时用来支持建筑物负荷需求,仍有富余且电网处于峰值负荷需额外供给时,允许返售电量给电网,但需优先保障内部负荷供应并根据负荷种类优先级进行调配,包括PEV充电、储能充电及建筑物负荷需求.在满足用户用电要求及电网需求的前提下,可调整或平移PEV充/放电、储能充/放电或建筑物灵活负荷.考虑到电池充放电效率,当有其他可用能源时储能放电不是优先选择.根据光伏板输出功率大小、电网供需状态、PEV充电需求、固定储能电量状态及当前电价等条件,针对不同的优化目标,IEVCS可运行在不同模式下,电力潮流方向也会随之改变.

## 2 四阶段优化控制模型

该优化控制模型可按时间线分为四个阶段(如图2所示):1)日前优化:制定日前优化能源管理计划;2)根据日前计划,更新多层PEV充电分时定价方案,计算放电参与补贴上限;3)时前优化:制定时前优化能源管理计划;4)实时控制:根据时前计划及实时数据反馈,实施实时控制策略。

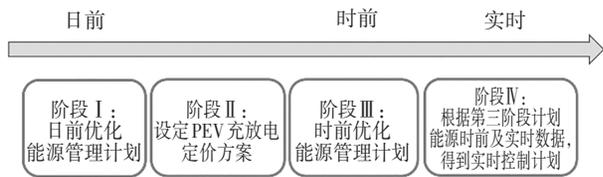
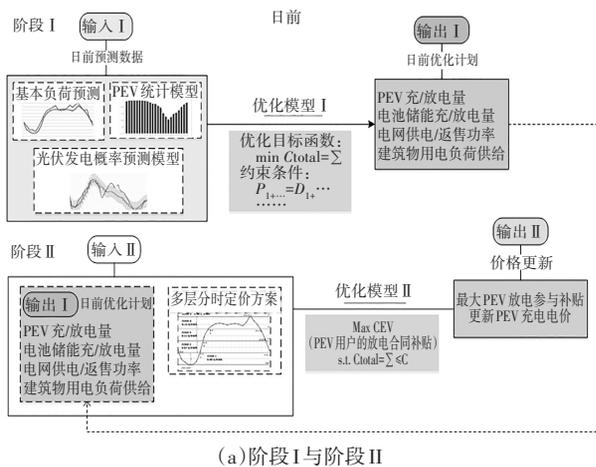
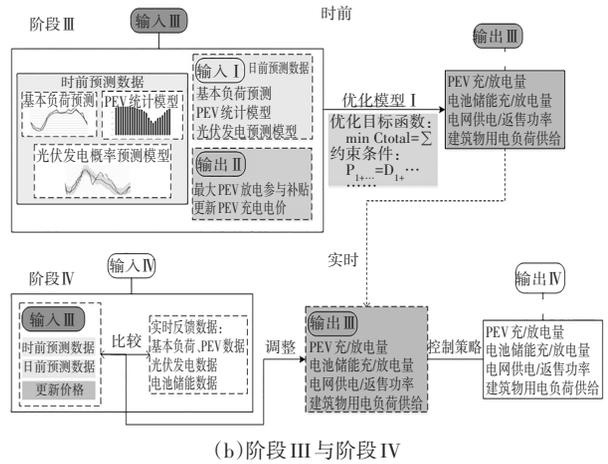


图2 四阶段优化控制算法框架  
Fig. 2 Schema of the four-stage optimization and control algorithm

各阶段优化控制算法流程图如图3所示。日前优化计划会改变负荷需求预测,因此根据负荷峰谷时间段,在阶段II中将基于多层分时定价方案<sup>[15]</sup>对PEV充电电价及在保证特定成本边界条件下的PEV放电参与补贴上限进行更新,满足充电站需求的同时给PEV用户带来最大程度的经济激励以深入参与市场调控。阶段III的优化在时前15 min进行,考虑了时前预测数据及阶段II中的价格更新,每次的优化涵盖了下一个小时至最后一辆PEV离开时间。因此设计时前优化是为了使优化更加精确以及考虑当天的突发状况,而阶段IV是为了处理实时数据与预测数据之间的偏差来调整时前计划。基于时前结果的实时控制不仅可节省更多的运行成本,也可更大程度地使IEVCS具备应对供需关系变化的能力。



(a)阶段I与阶段II



(b)阶段III与阶段IV

图3 优化控制算法流程图

Fig. 3 Flowchart of the four-stage optimization and control algorithm

### 2.1 PEV及建筑物负荷建模

通常来说,一天(24 h)是一个完整的仿真周期,但充电站里一天之中最后一个离开的PEV通常会停留至凌晨之后。因此,在提出的算法中,仿真周期依然是24 h(从凌晨开始算),但每次仿真的覆盖时间由一天之内到达但最后离开的PEV决定。

日前PEV行程预测数据通过统计分析方法计算。每一辆到达的PEV用户都会设置目标离开时间及目标电量值。当电池容量为 $e_i^{\max}$ 的PEV  $i$ 在 $T_i^0$ 时刻接入时电量为 $e_i^{T_i^0}$ (初始电荷状态SOC为 $SOC_i^m$ ),离开时的目标电量为 $E_i$ (目标电荷状态SOC为 $SOC_i^n$ ),在连接时间段 $T_i$ 内每一时刻 $t$ 的充电、放电功率为 $e_i^{t+}$ 、 $e_i^{t-}$ ,则PEV  $i$ 需满足:

$$\sum_{t=T_i^0+1}^{T_i^0+T_i} e_i^t = \sum_{t=T_i^0+1}^{T_i^0+T_i} (e_i^{t+} - e_i^{t-}) = E_i - e_i^{T_i^0} = SOC_i^n \times e_i^{\max} - SOC_i^m \times e_i^{\max} \quad (1)$$

负荷可大致分为4类:重要负荷、功率可控负荷、可平移负荷、一般负荷。重要负荷的电能供给需保障;功率可控负荷重要但灵活可控,如空调、取暖器之类的温控设备;可平移负荷一般为洗衣机、洗碗机之类的可平移用电时间段的设备;余下的可灵活选择性负荷为一般负荷。一个商业建筑物的各种类负荷大致分布如图4所示<sup>[16]</sup>。

### 2.2 阶段I及III中的优化模型

优化模型的目标函数包括了每一时刻 $t$ 的电网供电成本 $C_G^t$ 、光伏发电及储能设备的运行成本 $C_{PV}^t$ 、 $C_{BS}^t$ 、负荷损失成本(expected energy not supplied, EENS) $C_b^{EENS,t}$ 、PEV放电补贴成本 $\sum_i C_{c,i}^t$ 、PEV充电收

益  $\sum_i Pr_i^t$  以及电量返售电网收益  $Pr_c^t$ .

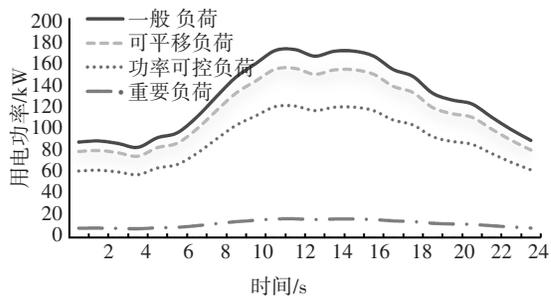


图 4 典型商业建筑物各类型负荷分布

Fig. 4 Power consumption of a commercial building

$$\text{Min } C_{\text{total}} = \sum_t (C_G^t + \sum_i C_{e,i}^t + C_{PV}^t + C_b^{\text{EENS},t} + C_{BS}^t - \sum_i Pr_i^t - Pr_c^t) \quad (2)$$

式中:

$$C_G^t = \sum_i (\sigma \times P_G^{t+}) \quad (3)$$

$$\sum_i C_{e,i}^t = \sum_i \sum_i (\sigma_{EV} \times e_i^{t-}) \quad (4)$$

$$C_{PV}^t = \theta_{PV} \times p_{PV}^{\text{max}} \quad (5)$$

$$C_b^{\text{EENS},t} = \sum_i (D_b^t - b_b^t) \times c_b^{\text{EENS}} \quad (6)$$

$$C_{BS}^t = \theta_{BS} \times s_{BS}^{\text{max}} \quad (7)$$

$$\sum_i Pr_i^t = \sum_i (\theta_{EV} \times \sum_i e_i^{t+}) \quad (8)$$

$$Pr_c^t = \sum_i (\sigma_G \times P_G^{t-}) \quad (9)$$

式中:  $\sigma$  为单位电网电价;  $\sigma_G$ 、 $\sigma_{EV}$  分别为返售电网单位电价及参与放电业务的 PEV 的单位放电电价;  $P_G^{t+}$ 、 $P_G^{t-}$  分别为 IEVCS 与电网之间买、卖电交易功率;  $\theta_{EV}$ 、 $\theta_{PV}$ 、 $\theta_{BS}$  分别为 PEV 充电、PV 运行及储能设备运行的单位成本;  $p_{PV}^{\text{max}}$ 、 $s_{BS}^{\text{max}}$  为 PV 的发电容量及储能的电池容量; EENS 的计算根据负荷需求  $D_b^t$  及实际负荷供给  $b_b^t$  决定, 每种负荷根据其重要性与紧急性而有不同的单位负荷损失成本  $c_b^{\text{EENS}}$ .

对于 IEVCS 中的每一个元件在任一时刻都要满足其约束条件. 例如, 对于每一辆 PEV  $i$  需满足:

$$\begin{cases} 0 \leq e_i^{t+} \leq e_i^{\text{max},c}, t \in [T_i^0, T_i^0 + T_i] \\ 0 \leq e_i^{t-} \leq e_i^{\text{max},d}, t \in [T_i^0, T_i^0 + T_i] \\ 20\% \times e_i^{\text{max}} \leq e_i^{T_i^0} + \sum_0^t e_i^t \leq e_i^{\text{max}} \\ \begin{cases} e_i^{T_i^0} = \text{SOC}_i^{\text{in}} \times e_i^{\text{max}} \\ \sum_{t=T_i^0+1}^{T_i^0+T_i} e_i^t = \text{SOC}_i^{\text{fn}} \times e_i^{\text{max}} - e_i^{T_i^0} \end{cases} \end{cases} \quad (10)$$

此外,任一时刻需满足功率平衡方程、潮流方程、电压限制及节点功率传输限制等条件<sup>[17]</sup>.

### 2.3 阶段 IV 中的控制策略

本文运用的控制策略重点在于不同比较结果下的场景区分、PEV 实时分类、针对不同预测偏差的优化逻辑等.

具体流程见图 5. Dif 表示在实时状况下是否存在发电量多于用电需求或用电负荷增加的情况. 控制路径取决于 Dif、各类用电电价、各类负荷单位损失成本  $c_b^{\text{EENS}}$  等, 其中电网电价的高低体现了该时刻负荷的峰谷情况. 该实时控制的基本原则为:

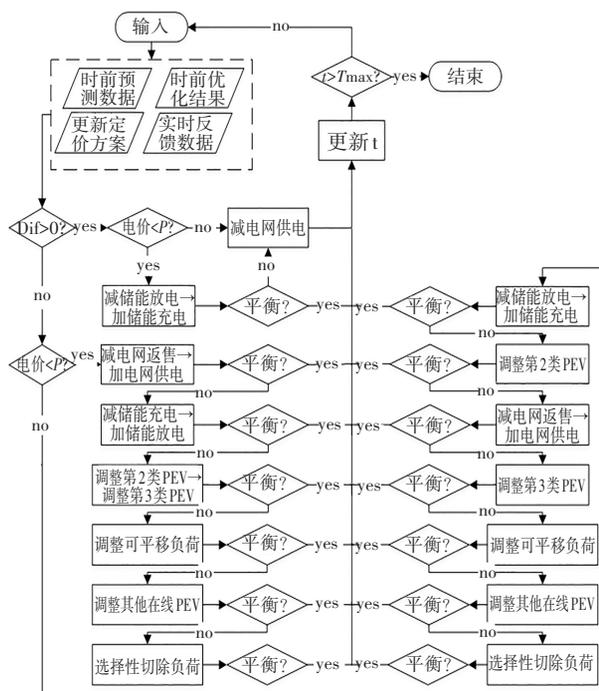


图 5 IEVCS 实时运行控制策略

Fig. 5 Flowchart of the control strategy

1) 为减少新能源弃风弃光现象, 采取“能并尽并”、“多发满发”原则.

2) 实时数据跟预测数据进行比较, 比较变量有 PV 输出功率、建筑物负荷需求、在站 PEV 数量及充电需求、储能设备的电荷状态等.

3) PEV 根据其充电需求及出发时间分为 3 大类: ①现时刻必须充电以满足用户要求; ②可以按需求灵活调控充电时间; ③与预测值一致, 按时前优化计划操作.

4) 判断逻辑和优先级根据控制路径有区别.

5) 当发电量大于预测值, 如果电网电价高则减少电网供电量, 反之则减少储能设备供电或增加电量储备.

6) 当负荷需求大于预测值,需根据电网电价高低考虑从储能还是电网增加供电,再依次考虑调整第2类、第3类PEV用户的充放电安排,以及第3类建筑物负荷的用电时间。

该控制策略根据优先级顺序进行调控,为突发天气变化或负荷变化状况提供了很大的富余.事实上,由于PEV及新能源发电的高随机性及不确定性,预测数据通常有很大可能的偏差,这些所有可能的场景都在控制策略中有所考虑.该实时控制的大致流程如表1所示。

表1 实时控制流程

Tab.1 Flowchart of the control

算法程序流程: 实时控制策略

载入: 阶段III的时前优化结果,阶段II的价格结果

输入: 时前预测数据,实时数据  $D_b^t, p_{PV}^t$ , etc.

输出: 实时调控变量  $P_G^{t+}, P_G^{t-}, e_i^{t+}, e_i^{t-}, s_{BS}^{t+}, s_{BS}^{t-}, b_b^t$

1. 更新时间  $t$ , 输入数据
2. 设置时前优化结果为实时调控变量初始值
3. 将已有PEV进行分类,检查Dif
4. 如果  $Dif > 0$ , 见图5具体判断

场景举例:

```

if  $\sigma < \sigma_{lim} \rightarrow$ 
  if  $\begin{cases} p_{BS}^t + s_{BS}^{t-} - s_{BS}^{t+} + Dif > s_{BS}^{max,c} \\ \text{or } Dif > r_{BS}^{avl,c} \text{ or } Dif > r_{BS}^c - s_{BS}^{t+} \end{cases}$ 
     $\rightarrow \begin{cases} \Delta s_{BS}^{t+} = \min(r_{BS}^{avl,c}, s_{BS}^{max,c} - (p_{BS}^t + s_{BS}^{t-} - s_{BS}^{t+})) \\ \Delta P_G^{t-} = Dif - \Delta s_{BS}^{t+} \end{cases}$ 
  else  $\rightarrow \Delta s_{BS}^{t+} = Dif$ 
else  $\rightarrow \Delta P_G^{t-} = Dif$ 
endif
  
```

5. 否则如果  $Dif < 0$ , 见图5具体判断
6. 跳至1直到进入下一个小时
7. 结束

### 3 仿真实验

图1中的整个IEVCS连接在IEEE 33节点测试系统<sup>[18]</sup>的节点18上.设置目标区域人口为300人,PEV市场占有率约30%,再根据统计数据估计PEV的日前预测数据,每次优化的仿真时间涵盖至隔天的凌晨5:00(29 h).储能的最大容量设定为113.4 kWh,最大充放电功率为70.875 kW/h;PV的最大输出功率设定为153 kW.充电站内设置有18个充电桩,最大充电功率为7.2 kW/h.

为了验证该四阶段优化控制算法中每个阶段及对于涵盖时间延长的作用及必要性,本文假定PV受到突发天气影响导致发电功率在9:00-15:00受限

的情况<sup>[19]</sup>,以及PEV实时随机数据与日前预测数据的差别,并设置了多种场景进行仿真比较。

#### 3.1 日前计划与时前计划比较

为了验证加入时前优化的作用,场景比较设置为直接用日前优化进行基本控制(场景1)与加入时前优化后再进行基本控制(场景2).显然时前预测数据比日前预测数据要更精确,但由于每小时进行的时前优化调整该小时开始直至隔天凌晨5点的运行计划,可平移负荷可能会因为前几小时的发电不足推迟至25~29 h内,但平移的负荷需要在一天之内补偿,所以尽管时前优化会给出当前小时的最优计划,也可能导致调整的负荷堆积在后面几个小时内,造成更高的运行成本。

比较结果如图6所示,突发状况确实会导致供电负担集中在当日后几小时内,但较场景1中灵活负荷因8:00-11:00电价高而大量推后,场景2因每小时的及时反馈使得储能在电价低的时段(2:00-7:00)存储大量电能,为10:00-15:00应对天气变化节省了大量成本,总运行成本约为场景1的1/15。

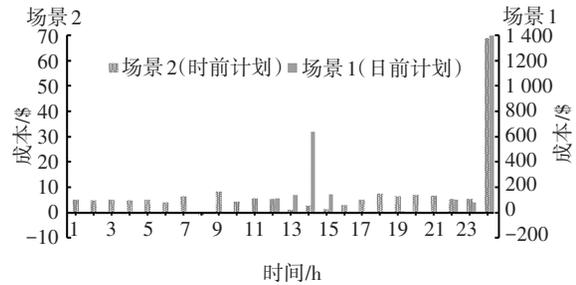


图6 场景1与场景2的运行成本比较

Fig. 6 Scenario 1 vs. Scenario 2 in hourly operational cost

#### 3.2 基本控制与实时控制比较

为了验证加入实时控制策略的作用,场景比较设置为采用基本控制策略(场景3)与采用所提出的实时控制策略(场景4).基本控制策略的原则是,当发电功率高于负荷需求时,优先将电量存储在储能设备中,反之则多出的负荷需求由电网供应。

从比较结果来看,场景3的总运行成本是场景4的1.55倍,实时控制使得10:00 PV发电功率变化时储能放电更多(如图7所示),11:00时可平移负荷消耗更少,在电价不高时段存储在储能里的电量更多.可见,当预测数据相对准确时,两场景成本差异不大,不可预见性越大,成本差异越明显.因此,实时控制策略更有效地利用储能设备及可调整负荷为可能发生的不利情况做了更充分的准备。

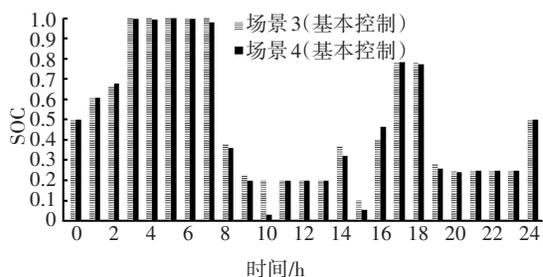


图7 场景3与场景4的储能设备电量比较

Fig. 7 Scenario 3 vs. Scenario 4 in battery storage SOC

### 3.3 阶段 I 价格与阶段 II 价格比较

为了验证加入阶段 II 的 PEV 充电价格及放电补贴更新后运行成本是否会变化,场景比较设置为采用阶段 I 价格(场景 5)与采用阶段 II 更新后价格进行后续优化控制(场景 6).价格根据日前优化给出的建筑物及 PEV 负荷曲线进行更新.给 PEV 用户提供更大的经济激励必然会导致 IEVCS 的整体成本增加,且 PEV 放电需求量越大,成本增加越多.为了权衡收益,当需要额外供电时,PEV 放电的优先级也会相应降低.因此该比较目的在于,判断为了更大的经济激励而付出的成本代价是否值得.比较结果见表 2,总成本差别几乎可以忽略.

表 2 场景 5 与场景 6 的总运行成本比较

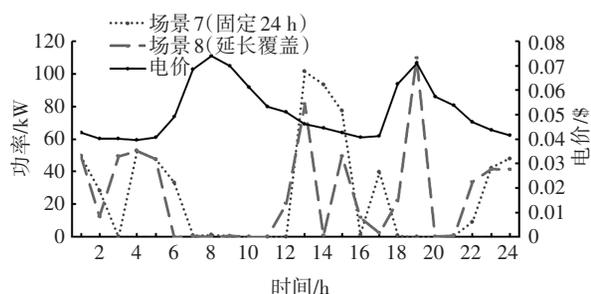
Tab.2 Scenario 5 vs. Scenario 6 in total operational cost

运用的阶段	场景 5 总成本/\$	场景 6 总成本/\$
阶段 III	175.851 7	177.547 1
阶段 IV	112.984 3	114.629 1

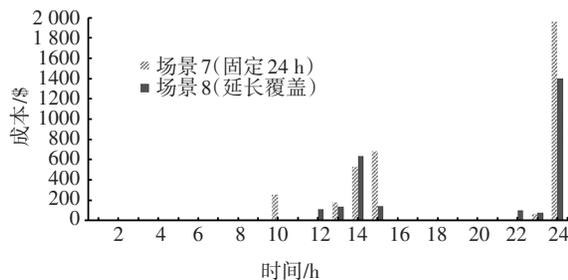
### 3.4 涵盖 24 h 与涵盖时间延长至最后的 PEV 离开时间比较

为了验证采用覆盖到达 PEV 所有时间段的方法是否优于固定 24 h,场景比较设置为仿真时间覆盖凌晨至次日凌晨(场景 7)与延长覆盖凌晨至次日最后一辆 PEV 离开(场景 8).虽然每次仿真时间延长了,但控制周期仍然是 24 h.延长的目的在于不把过夜 PEV 分至两天优化,设置当天结束的中间目标 SOC 会缩小优化模型的可行域从而限制优化结果.但基于 3.1 节中提到可平移负荷的消耗问题,这个比较是非常必要的.为了简化仿真,该比较基于场景 1 的基础进行.

比较结果见图 8,场景 8 选择在电价高的时间段供应更多可平移负荷来减少一天的负荷损失,场景 7 的总成本是场景 8 的 1.4 倍.可见延长覆盖时间为未知状况提供了更大的包容性和灵活性.



(a)可平移负荷消耗



(b)每小时运行成本

图 8 场景 7 与场景 8 的比较

Fig. 8 Scenario 7 vs. Scenario 8

### 3.5 计算效率分析

为节省计算时间及简化仿真,非线性潮流方程用来检验优化结果是否满足电压限制,不满足则继续求解.一台四核处理器(1.6 GHz Intel i5 8 GB RAM)计算机处理阶段 III 的优化模型耗时约 17 s,另外 0.0136 s 来获得实时数据.一台二核处理器(2 GHz Intel i5 8 GB RAM)计算机耗时 0.03403 s 完成实时控制,其中包括实时数据的提取.不同的计算机偏差在 0.02 s 内.相较于文[24]中的计算复杂度,本文算法可将计算时间进一步缩短.虽然采用实时优化会使结果更加理想,但优化效果仅差 0.4%,计算时间却大大增加.

## 4 结论

该文提出的双向 IEVCS 新集成模式及其协同互动的四阶段智能优化控制算法,涵盖了日前、时前及实时 3 个时间维度,综合考虑了其运行成本并充分融入了用户满意度及市场经济激励,提供了新的控制策略来提高运行效果,将 PEV 负荷及建筑物负荷进行实时分类来提高负荷的可控性,通过 IEVCS 的灵活调节能力及自愈能力给电网提供更大的弹性,大幅提升电网性能和供电可靠性.

## 参考文献

- [1] 王志轩. 新型电力系统构建论纲:构建新型电力系统顶层设计思考[J]. 中国电业, 2021(9):12-15.  
WANG Z X. New power system structure outline: thoughts on building the new power system top-level design [J]. China Electric Power, 2021(9):12-15. (In Chinese)
- [2] 中国建筑节能协会. 中国建筑能耗研究报告 2020[J]. 建筑节能, 2021, 49(2):1-6.  
China Association of Building Energy Efficiency. China building energy consumption annual report 2020 [J]. Building Energy Efficiency, 2021, 49(2):1-6. (In Chinese)
- [3] 潘军, 吴红斌, 许道强, 等. 光伏/电动汽车/负荷博弈的屋顶光伏容量优化[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(1):186-193.  
PAN J, WU H B, XU D Q, *et al.* Capacity optimization of rooftop photovoltaic based on photovoltaic/electric vehicle/load game [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(1):186-193. (In Chinese)
- [4] LIU Z X, WU Q W, SHAHIDEHPOUR M, *et al.* Transactive real-time electric vehicle charging management for commercial buildings with PV on-site generation [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(5):4939-4950.
- [5] VERMA A, SINGH B. A solar PV, BES, grid and DG set based hybrid charging station for uninterruptible charging at minimized charging cost [C]//2018 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS). Portland, OR, USA:IEEE, 2018:1-8.
- [6] SHIN M, CHOI D H, KIM J. Cooperative management for PV/ESS-enabled electric vehicle charging stations: a multiagent deep reinforcement learning approach [J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2020, 16(5):3493-3503.
- [7] 桑博, 张涛, 刘亚杰, 等. 多微电网能量管理系统研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(10):3077-3093.  
SANG B, ZHANG T, LIU Y J, *et al.* Energy management system research of multi-microgrid: a review [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(10):3077-3093. (In Chinese)
- [8] 吴俊, 薛禹胜, 舒印彪, 等. 大规模可再生能源接入下的电力系统充裕性优化(一)旋转级备用的优化[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(8):101-109.  
WU J, XUE Y S, SHU Y B, *et al.* Adequacy optimization for a large-scale renewable energy integrated power system (part one): Spinning-grade reserve optimization [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(8):101-109. (In Chinese)
- [9] 余苏敏, 杜洋, 史一炜, 等. 考虑V2B智慧充电桩群的低碳楼宇优化调度[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9):95-101.  
YU S M, DU Y, SHI Y W, *et al.* Optimal scheduling of low-carbon building considering V2B smart charging pile groups [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9):95-101. (In Chinese)
- [10] 刘伟. 考虑电动汽车用户参与充放电意愿的综合能源园区用户优化调度策略[D]. 太原:山西大学, 2021.  
LIU W. Optimal dispatch strategy for users in integrated energy Parks considering the willingness of electric vehicle users to participate in charging and discharging [D]. Taiyuan: Shanxi University, 2021. (In Chinese)
- [11] 杨景旭, 周来, 张勇军, 等. “专变共享”模式下考虑时变电价和转移概率的EV有序充电[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(10):173-180.  
YANG J X, ZHOU L, ZHANG Y J, *et al.* Ordered charging of EVs considering time-varying electricity price and transition probability under “dedicated transformer sharing” mode [J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(10):173-180. (In Chinese)
- [12] 王浩林, 张勇军, 毛海鹏. 基于时刻充电概率的电动汽车充电负荷预测方法[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(3):207-213.  
WANG H L, ZHANG Y J, MAO H P. Charging load forecasting method based on instantaneous charging probability for electric vehicles [J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(3):207-213. (In Chinese)
- [13] 张谦, 王众, 谭维玉, 等. 基于MDP随机路径模拟的电动汽车充电负荷时空分布预测[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(20):59-66.  
ZHANG Q, WANG Z, TAN W Y, *et al.* Spatial-temporal distribution prediction of charging load for electric vehicle based on MDP random path simulation [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(20):59-66. (In Chinese)
- [14] TANG W R, ZHANG Y J. A model predictive control approach for low-complexity electric vehicle charging scheduling: optimality and scalability [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(2):1050-1063.
- [15] YAN Q, MANICKAM I, KEZUNOVIC M, *et al.* A multi-tiered real-time pricing algorithm for electric vehicle charging stations [C]//2014 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC). Dearborn, MI, USA:IEEE, 2014:1-6.
- [16] Reload database documentation and evaluation and use in NEMS [EB/OL]. <http://www.onlocationinc.com>.
- [17] YAN Q, ZHANG B, KEZUNOVIC M. Optimized operational cost reduction for an EV charging station integrated with battery energy storage and PV generation [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(2):2096-2106.
- [18] IEEE 33-bus test distribution system [EB/OL]. <https://www.scribd.com/doc/143306826/IEEE-33-Bus-Test-Distribution-System>.
- [19] California Irrigation Management Information System (CIMIS) [EB/OL]. <http://www.cimis.water.ca.gov/>.