

计及电动汽车入网的电价联动模型

施泉生,平宗飞,陈敏骏

(上海电力学院 经济与管理学院,上海 200090)

摘要: 电动汽车不同的充放电控制与利用策略对电网负荷曲线产生不同的影响,从而影响到峰谷分时电价政策的制定与实施。提出计及电动汽车入网的电价联动模型。首先,应用蒙特卡洛模拟法模拟一定数量电动汽车充放电功率曲线;然后,供电侧基于用户需求响应调整销售侧峰谷分时电价,以优化用户负荷曲线;最后,将用户响应后的用户负荷曲线与电动汽车充放电功率曲线叠加得到新的电网负荷曲线,在此基础上,调整发电侧峰谷上网电价,以平衡用户侧削峰填谷及电动汽车入网给发、供电侧带来的效益。结合实际数据,设置3种电动汽车入网方式和2种充放电电价模式对模型进行仿真,结果验证了模型的有效性。

关键词: 峰谷分时电价; 电价联动; 电动汽车; 充放电功率需求; 模型

中图分类号: TM 73;U 469.72

文献标识码: A

DOI: 10.3969/j.issn.1006-6047.2014.11.006

0 引言

随着中国社会经济的高速发展,电能需求稳步增长;与此同时,环境保护问题日益突出。为了充分挖掘需求侧削峰填谷潜力,缓解高峰负荷需求,峰谷分时电价(TOU)理论得到了广泛的研究与应用;而电动汽车(EV)因其在节能减排及环境保护方面的巨大优势逐渐受到人们关注^[1]。

合理的电动汽车充放电控制与利用可以对电网运行方式产生利好影响,采用电网与电动汽车互动V2G(Vehicle to Grid)技术,电动汽车可作为分布式储能装置参与电网削峰填谷,有效实现需求侧管理目标;可参与系统调频,而且相比传统调频电源其响应速度更快;可改善节点电压水平、降低网损,提升配电网运行可靠性;可提高风力发电及太阳能发电等间歇式分布式能源发电的电网接入水平,促进清洁能源发电的发展。此外,在由电动汽车入网造成的谐波污染^[2]、频率控制^[3]、三相不平衡^[4],电动汽车充放电功率需求^[5-6],以及车电互联削峰填谷成本效益分析^[7]等方面的研究为电动汽车合理入网打下了基础。

部分文献研究的峰谷分时电价实施方案基于发电侧与供电侧双边电价联动,从建立两级优化模型^[8]、双边电价动态博弈联动^[9]、节能调度优化资源配置^[10]等方面出发,以实现电力系统各环节参与需求侧管理的利益共享与风险分摊。为更好地发挥需求响应项目在协同促进电力资源优化配置中的贡献,已有文献研究了分时电价与可中断电价^[11]、阶梯电价^[12]、大规模储能装置^[13]的配合应用问题。上述模型均未考虑电动汽车入网对分时电价政策制定的影响。

规模化电动汽车入网会改变原电网负荷曲线,而分时电价的制定又与负荷曲线息息相关,因此,电动汽车入网会影响分时电价相关政策的制定。本文从影响私家电动汽车充放电功率需求的因素入手,使用蒙特卡洛模拟法,得到不同入网方式下电动汽车充放电功率曲线;基于此,供电侧基于用户需求响应以负荷曲线优化为目标制定销售侧分时电价;最后,构建发电侧与供电侧分时电价联动优化模型以平衡电动汽车入网及用户需求响应带来的利益与风险。

1 V2G 模式下电动汽车充放电功率需求建模分析

1.1 影响电动汽车充放电功率分布的因素

一定的市场规则下,1 d内电动汽车充电及放电功率概率分布主要受到电动汽车入网方式、动力电池及充电设施^[5]的影响。本文以私家纯电动汽车慢充方式为研究对象定量分析电动汽车充放电功率需求,并做出以下假设:

a. 电动汽车动力电池容量 C_{battery} 服从 $[20, 30]$ 上的均匀分布,即 $C_{\text{battery}} \sim U[20, 30]$ (kW·h);

b. 电动汽车充、放电功率 P_{cd} 在 3~5 kW 内服从均匀分布,即 $P_{\text{cd}} \sim U[3, 5]$;

c. 1 km 固定电耗为 0.15 kW·h;

d. 计及电池寿命、充放电损耗、放电深度等因素,电动汽车动力电池的可用荷电状态 SOC(State Of Charge)为 10%~90%^[6];

e. 私家车主每天 09:00 到达单位,17:00 离开单位,且在无序入网模式下停放在单位期间的电动汽车每个时刻的放电概率相同;

f. 电动汽车的峰谷电价响应度^[6]是一个确定的值;

g. 电动汽车日行驶里程、起始充放电时刻、充放电功率、电池容量为相互独立的随机变量。

收稿日期:2013-10-30;修回日期:2014-09-12

基金项目:上海市教委科研创新重点课题(12ZS161)

Project supported by Scientific Research and Innovation Program of Shanghai Municipal Education Committee(12ZS161)

1.2 无序 V2G 模式的充放电功率需求模型

1.2.1 充电功率概率分布模型

无序模式下电动汽车起始充电时刻服从正态分布,其概率密度函数^[6]为:

$$f_s(t) = \begin{cases} \frac{1}{\sigma_s \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(t_{sc} - \mu_s)^2}{2\sigma_s^2}\right] & \mu_s - 12 < t_{sc} \leq 24 \\ \frac{1}{\sigma_s \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(t_{sc} + 24 - \mu_s)^2}{2\sigma_s^2}\right] & 0 < t_{sc} \leq \mu_s - 12 \end{cases} \quad (1)$$

其中, $\mu_s = 17.6$; $\sigma_s = 3.4$; t_{sc} 为起始充电时刻。

基于 1.1 节中的假设 **a**、**b**, 可得电动汽车充电时长为:

$$t_{chg} = \frac{0.8C_{battery}}{P_{cd}} \quad (2)$$

其中, t_{chg} 为充电时长(单位 h)。

为考察电动汽车在某一时刻 t_0 的充电状态, 设定随机变量 $\zeta_{t_0} = 1$ 表示该时刻正在充电, $\zeta_{t_0} = 0$ 表示该时刻未充电或已经充电完毕, 则:

$$P(\zeta_{t_0} = 0) = F_{s,t_{chg}}(t_{sc} > t_0, t_{sc} + t_{chg} \leq t_0 + 24) + F_{s,t_{chg}}(t_{sc} + t_{chg} \leq t_0) \quad (3)$$

$$P(\zeta_{t_0} = 0) = 1 - P(\zeta_{t_0} = 1) \quad (4)$$

其中, $F_{s,t_{chg}}$ 为充电起始时刻与充电时长的联合概率分布函数; t_{chg} 为充电时长。

电动汽车在某时刻充(放)电功率需求的期望可由该时刻的充(放)电概率与充(放)电功率相乘得到, 从而其概率分布表达式为:

$$P(P_{t_0} = 0) = P(\zeta_{t_0} = 0) \quad (5)$$

$$P(0 < P_{t_0} \leq P_{cd}) = P(\zeta_{t_0} = 1) (P_{cd} \sim U[3, 5]) \quad (6)$$

其中, P_{t_0} 为时刻 t_0 的充电功率需求的期望。

1.2.2 放电功率概率分布模型

基于 1.1 节中的假设 **e**, 无序模式下放电起始时刻服从区间 $[9, 17]$ 上的均匀分布, 即:

$$f_d(t) = \begin{cases} \frac{1}{8} & t \in [9, 17] \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (7)$$

放电时长与电动汽车日行驶距离、电池容量、放电功率有关, 据美国交通部门统计数据, 家庭车辆日行驶里程满足正态分布^[14], 其概率密度函数表达式为:

$$f_{l_0}(x) = \frac{1}{\sigma_0 \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(x - \mu_0)^2}{2\sigma_0^2}\right] \quad (8)$$

其中, $\mu_0 = 16.58$; $\sigma_0 = 6.57$; x 为行驶里程(单位 km)。

则放电持续时长可以表示为:

$$t_d = \frac{0.8C_{battery} - 0.15x}{P_{cd}} \quad (9)$$

仿照 1.2.1 节中充电功率需求期望的概率分布表达式推导过程, 得无序模式下电动汽车在 09:00—

17:00 间某一时刻 t_0 的放电功率期望的概率分布表达式为:

$$P(P_{t_0} = 0) = F_{d,t_d}(t_{sd} > t_0) + F_{d,t_d}(t_{sd} + t_d \leq t_0) \quad (10)$$

$$P(0 < P_{t_0} \leq P_{cd}) = [1 - F_{d,t_d}(t_{sd} > t_0) - F_{d,t_d}(t_{sd} + t_d \leq t_0)] \times (P_{cd} \sim U[3, 5]) \quad (11)$$

其中, P_{t_0} 为某一时刻 t_0 的放电功率; t_{sd} 为起始放电时刻; t_d 为放电时长; F_{d,t_d} 为起始放电时刻与放电时长的联合概率分布函数。

单台电动汽车在某一时刻有可能充电, 在一定的条件下(如满足日行驶里程后仍有剩余电量、放电电价吸引)也有可能放电, 图 1 是根据式(1)~(11), 应用蒙特卡洛模拟方法, 在各个时间点选取 10 000 个样本, 得到的单台电动汽车在各时刻充放电功率需求的期望曲线。

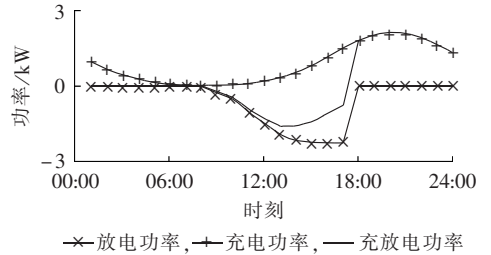


图 1 无序 V2G 模式下 1 d 内单台电动汽车充放电功率需求的期望

Fig.1 Expectation of charging/discharging power demand of single EV for one day in disorderly V2G mode

1.3 有序 V2G 模式的充放电功率需求模型

有序 V2G 是指电动汽车动力电池以可控负荷形式参与系统调度, 其充放电时刻响应峰谷时段划分, 负荷低谷时期充电, 高峰时期放电, 以规避大规模电动汽车入网对电网运行状态造成的负面影响。

1.3.1 充电功率概率分布模型

电动汽车在有序入网模式下, 在负荷低谷时期进行充电, 其起始充电时刻的选择满足如下表达式:

$$t_{sc} = \begin{cases} t_{g1} + \text{rand} \cdot (t_{g2} - t_{chg} - t_{g1}) & 0 \leq t_{chg} < T_g \\ t_{g1} & t_{chg} \geq T_g \end{cases} \quad (12)$$

其中, t_{g1} 、 t_{g2} 分别为负荷谷段的起、止时刻; T_g 为谷段时长; rand 为 $[0, 1]$ 区间的随机数。

式(12)表示如果充电时长小于谷段时长, 则可以选择能够在谷段期间内充满电的任意时刻开始充电; 如果充电时长大于谷段时长, 则选择在谷段起始时刻充电。

同理, 可以得到有序模式下电动汽车充电功率期望的概率分布表达式为:

$$P(P_{t_0} = 0) = F_{t_{sc}, t_{chg}}(t_{sc} > t_0) + F_{t_{sc}, t_{chg}}(t_{sc} + t_{chg} \leq t_0) \quad (13)$$

$$P(0 < P_{t_0} \leq P_{cd}) = [1 - F_{t_{sc}, t_{chg}}(t_{sc} > t_0) - F_{t_{sc}, t_{chg}}(t_{sc} + t_{chg} \leq t_0)] \times (P_{cd} \sim U[3, 5]) \quad (14)$$

其中, $F_{t_{sc}, t_{chg}}$ 为起始充电时刻与充电时长的联合概率分布函数; $t_0 \in [t_{g1}, t_{g2}]$ 。

1.3.2 放电功率概率分布模型

电动汽车在有序入网模式下,在负荷高峰时期进行放电,其起始放电时刻的选择满足如下表达式:

$$t_{SD} = \begin{cases} t_{f1} + \text{rand} \cdot (t_{f2} - t_d - t_{f1}) & 0 \leq t_d < T_f \\ t_d \geq T_f \end{cases} \quad (15)$$

其中, t_{f1} 、 t_{f2} 分别为负荷峰段起、止时刻; T_f 为峰段时长。

式(15)表示如果放电时长小于峰段时长,则可以选择能够在峰段期间放完电的任意时刻开始放电;如果放电时长大于峰段时长,则选择在峰段起始时刻放电。

同理,有序模式下电动汽车某时刻放电功率期望的概率分布表达式为:

$$P(P_0=0) = F_{t_{SD}t_d}(t_{SD} > t_0) + F_{t_{SD}t_d}(t_{SD} + t_d \leq t_0) \quad (16)$$

$$P(0 < P_0 \leq P_{cd}) = [1 - F_{t_{SD}t_d}(t_{SD} > t_0) - F_{t_{SD}t_d}(t_{SD} + t_d \leq t_0)] \times (P_{cd} \sim U[3, 5]) \quad (17)$$

其中, $F_{t_{SD}t_d}$ 为放电起始时刻与放电时长的联合概率分布函数; $t_0 \in [t_{f1}, t_{f2}]$ 。

联合式(2)、(8)、(9)、(12)—(17),应用蒙特卡洛模拟方法,在某一确定的峰谷时段划分下,得到有序模式下单台电动汽车 1 d 内充放电功率需求期望曲线如图 2 所示。

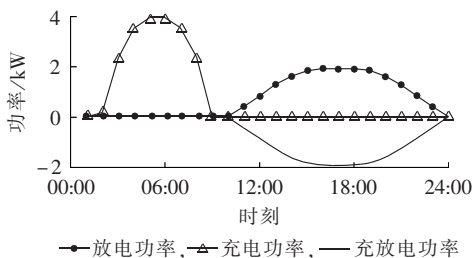


图 2 有序 V2G 模式下 1 d 内单台电动汽车充放电功率需求的期望

Fig.2 Expectation of charging/discharging power demand of single EV for one day in orderly V2G mode

2 电价联动模型

电价联动系统中,发电侧、供电侧及用户侧通过价格链形成一个有机整体,每个环节策略的变化都会通过价格信号传递方式影响到其他环节策略的制定。供电公司基于用户需求响应,以负荷曲线优化为目标制定销售侧分时电价;电力用户响应分时电价以及电动汽车入网都会改变原来的负荷曲线,从而影响到供电公司的效益;而负荷曲线的改变会直接影响到发电成本的变化,从而影响到发电公司的效益;通过设计发电侧与供电侧分时电价联动机制,以平衡实施峰谷分时电价及大规模电动汽车入网给发电侧和供电侧带来的效益。

2.1 基于需求侧的峰谷分时电价优化模型

根据文献[11, 15]的研究,实施峰谷分时电价前

后用户用电量变化关系为:

$$\begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ \vdots \\ Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Q_{01} \\ Q_{02} \\ \vdots \\ Q_{0n} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Q_{01} & \cdots & 0 \\ \vdots & & \vdots \\ 0 & \cdots & Q_{0n} \end{bmatrix} \mathbf{E} \begin{bmatrix} \Delta P_1/P_1 \\ \Delta P_2/P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_n/P_n \end{bmatrix} \quad (18)$$

其中, n 表示时段划分;下标 0 表示实施峰谷分时电价前用户耗电量; \mathbf{E} 为电量电价弹性矩阵; $\Delta P/P$ 表示电价调整前后变化量。

根据峰谷分时电价定义,将 1 d 分为 3 个时段,其中 i 取值 1、2、3 分别代表峰、平、谷时段。假设峰时段电价在平时段电价基础上上调 ϕ_1 ,谷时段电价在平时段电价基础上下调 ϕ_2 ,而平时段电价为实施峰谷分时电价前电价 P_0^i 。根据式(18)得电价调整后电量:

$$\begin{cases} Q_1 = Q_{01}(1 + \phi_1 \varepsilon_{11} - \phi_2 \varepsilon_{13}) \\ Q_2 = Q_{02}(1 + \phi_1 \varepsilon_{21} - \phi_2 \varepsilon_{23}) \\ Q_3 = Q_{03}(1 + \phi_1 \varepsilon_{31} - \phi_2 \varepsilon_{33}) \end{cases} \quad (19)$$

其中, ε 为电力需求弹性系数。

为达到需求侧削峰填谷目的,供电公司根据历史销售电价数据、历史负荷数据及用户需求响应系数,以负荷曲线优化为目标制定销售侧分时电价。其目标函数为:

$$\min_{\phi_1, \phi_2} \max_{i=1,2,3} \left(L_{0i}(t) + \frac{Q_i - Q_{0i}}{T_i \Delta t} \right) \quad (20)$$

$$\min_{\phi_1, \phi_2} \left[\max_{i=1,2,3} \left(L_{0i}(t) + \frac{Q_i - Q_{0i}}{T_i \Delta t} \right) - \min_{i=1,2,3} \left(L_{0i}(t) + \frac{Q_i - Q_{0i}}{T_i \Delta t} \right) \right] \quad (21)$$

其中, $L_{0i}(t)$ 为优化前负荷; Δt 为各时段持续时长; $\frac{Q_i - Q_{0i}}{T_i \Delta t}$ 为各时段的用电变化量在该时段内平均分摊。

根据需求侧管理的要求,实行峰谷分时电价后应保证用户侧利益不受损,即用户侧平均电价水平不上涨,为此设置电价水平约束条件:

$$\frac{P_0^i [(1 + \phi_1)Q_1 + Q_2 + (1 - \phi_2)Q_3]}{Q_1 + Q_2 + Q_3} \leq P_0^i \quad (22)$$

电力部门在评估峰谷分时电价政策的实施效果时,除了保证平均电价水平不上涨,还应考虑用户用电方式满意度。电力用户在原来的负荷 L_0 下用电满意度最大,考虑工艺调整能力、生产班制、生活习惯等因素的影响,用户用电方式不能有太大的改变,为此设定负荷曲线约束条件:

$$0.8L_0 \leq L \leq 1.2L_0 \quad (23)$$

其中, L 为用户响应分时电价后电网负荷。

式(20)—(23)即为基于需求侧的峰谷分时电价优化模型。

2.2 发电侧与供电侧分时电价联动优化模型

用户侧分时电价的实施以及规模化电动汽车的

入网,会改变发电侧及供电侧收益对比,使得发电侧和供电侧收益向不同方向演化。因此,需要设置电价联动机制以实现发、供电侧利益共享及风险分摊。在由 2.1 节求得的用户侧最优峰谷分时电价拉开比 ϕ_1, ϕ_2 基础之上,调整发电侧峰、谷时段上网电价拉开幅度,在满足约束条件的情况下实现最大化发电侧售电收入(计及电源缓建效益与电动汽车放电成本分摊量)、最大化供电公司盈利(售电收入减购电支出,同时计入电网缓建效益与电动汽车放电成本分摊量)。此时,联动优化模型目标函数为:

$$\max_{\mu_1, \mu_2} \left\{ P_B^0 [(1+\phi_1)Q_1+Q_2+(1-\phi_2)Q_3] - P_G^0 [(1+\mu_1)(Q_1+q_1)+(Q_2+q_2)+(1-\mu_2)(Q_3+q_3)] + S_g + \int_{t,i=1,2,3} P_i q(t) dt + \lambda \int_{t \in |t|q(t)<0} c_u q(t) dt \right\} \quad (24)$$

$$\max_{\mu_1, \mu_2} \left\{ P_G^0 [(1+\mu_1)(Q_1+q_1)+(Q_2+q_2)+(1-\mu_2)(Q_3+q_3)] + S_f + (1-\lambda) \int_{t \in |t|q(t)<0} c_u q(t) dt \right\} \quad (25)$$

约束条件满足:

$$P_B^0 [(1+\phi_1)Q_1+Q_2+(1-\phi_2)Q_3] - P_G^0 [(1+\mu_1)(Q_1+q_1)+(Q_2+q_2)+(1-\mu_2)(Q_3+q_3)] + S_g + \int_{t,i=1,2,3} P_i q(t) dt \geq (P_B^0 - P_G^0)(Q_{01}+Q_{02}+Q_{03}) \quad (26)$$

$$P_G^0 [(1+\mu_1)(Q_1+q_1)+(Q_2+q_2)+(1-\mu_2)(Q_3+q_3)] + S_f - \sum_{i=1}^{t_d} (aQ_i^2 + bQ_i + c) \geq P_G^0 (Q_{01}+Q_{02}+Q_{03}) - \sum_{i=1}^{t_d} (aQ_{0i}^2 + bQ_{0i} + c) \quad (27)$$

其中, P_G^0 为电价调整前发电侧平均上网电价; $P_i (i=1, 2, 3)$ 分别为电动汽车在峰、平、谷时段参与入网电价; μ_1, μ_2 分别为发电侧电价调整后峰时段电价上调幅度及谷时段电价下调幅度; a, b, c 为二次发电成本函数系数,可通过模拟获得; $t_d = 24$ h; Q_{0i}, Q_i 分别为电价调整前、后 t 时刻发电量,由于计算中以 1 h 为单位,其数值与该时刻发电功率相等; S_f, S_g 分别为发电侧电源缓建效益及供电侧电网缓建效益; $q(t)$ 为电动汽车充放电功率,由第 1 节给出; q_1, q_2, q_3 分别为电动汽车充放电功率曲线中峰时段、平时段及谷时段电量;为激励电动汽车参与放电,由发电侧与供电侧按权重 $\lambda (0 < \lambda < 1)$ 共同分摊放电成本; c_u 为电池单位放电成本(单位元/(kW·h))。

发电侧电源缓建效益^[9]为:

$$S_f = (L_{0\max} - L_{\max}) J_1 \sigma_1 / 365 \quad (28)$$

供电侧电网缓建效益^[9]为:

$$S_g = (L_{0\max} - L_{\max}) J_2 \sigma_2 / 365 \quad (29)$$

其中, $L_{0\max}, L_{\max}$ 分别为电价调整前后电网最大负荷; J_1, σ_1 分别为电厂单位造价及经营期内年金系数; J_2, σ_2 分别为电网单位造价及经营期内年金系数。

联动优化模型为多目标、约束非线性的约束规划问题,采用设定权重法将多目标转化为单目标,应用经典优化算法进行求解。其权重比例可以根据电价调整前平均销售电价与平均上网电价的比值确定。求解流程见图 3。

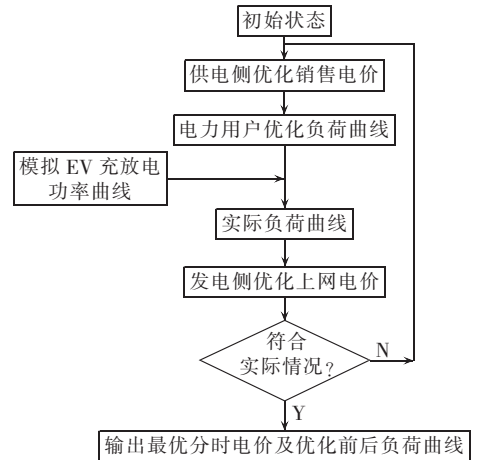


图 3 算法流程图

Fig.3 Flowchart of algorithm

3 算例分析

某电网典型日负荷数据见表 1。发电侧基础数据: $J_1 = 8800$ 元/kW, $\sigma_1 = 0.0333$, 原平均上网电价 $P_G^0 = 0.35$ 元/(kW·h), 为简化计算,取二次发电成本函数系数 $a = 0.2$ 元/(MW²·h)。由于在满足放电成本补偿的情况下电动汽车车主才会考虑放电,取 $c_u = 3.0$ 元/(kW·h)^[7]。供电侧基础数据: $J_2 = 9900$ 元/kW, $\sigma_2 = 0.0333$, 原平均销售电价 $P_B^0 = 0.55$ 元/(kW·h)。用户电量电价弹性矩阵:

$$E = \begin{bmatrix} -0.35 & 0.1 & 0.2 \\ 0.1 & -0.35 & 0.2 \\ 0.2 & 0.1 & -0.35 \end{bmatrix}$$

峰谷时段划分:谷时段 01:00—08:00;平时段 23:00 至次日 01:00、08:00—10:00;峰时段 10:00—23:00。

本文设置 3 种情形,分别考察电动汽车入网对

表 1 电网典型日负荷数据

Table 1 Typical daily load of power grid

时刻	负荷/MW	时刻	负荷/MW	时刻	负荷/MW
01:00	893.2	09:00	938.4	17:00	1207.4
02:00	641.2	10:00	1032.6	18:00	1262.0
03:00	594.6	11:00	1187.5	19:00	1301.4
04:00	563.6	12:00	1287.4	20:00	1278.4
05:00	547.6	13:00	1340.8	21:00	1320.9
06:00	538.3	14:00	1288.7	22:00	1251.6
07:00	601.5	15:00	1194.4	23:00	1142.2
08:00	704.4	16:00	1117.0	24:00	963.6

该地区电网运行状态的影响。

情形 1:不包含电动汽车。

情形 2:假设该地区有 2 万辆电动汽车通过有序 V2G 方式入网(对应完全峰谷电价响应)。

情形 3:假设该地区有 2 万辆电动汽车通过无序 V2G 方式入网(对应零峰谷电价响应)。

同时,针对入网电动汽车设置 2 种电价模式。

模式 1:按销售电价充放电。

模式 2:按销售电价充电,按上网电价放电。

实行峰谷分时电价前,分别按情形 2、情形 3 模拟电动汽车入网对原负荷曲线的影响,结果见图 4。

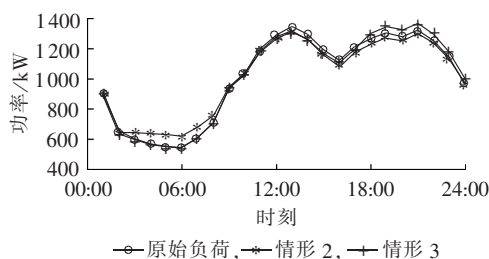


图 4 电动汽车不同入网方式对原始负荷曲线的影响

Fig.4 Impact of V2G on original load curve for different modes

根据图 4 分析,原始负荷曲线下,电网负荷峰值 1 340.8 MW,负荷谷值 538.3 MW,峰谷差率 59.85%;情形 2 下,电网负荷峰值 1 315.2 MW,负荷谷值 617.5 MW,峰谷差率 53.05%;情形 3 下,电网负荷峰值 1 363 MW,负荷谷值 540 MW,峰谷差率 60.39%。因此,无序电动汽车充放电会增加电网最大负荷,提高电网峰谷差率,不利于电力系统安全运行;而经过优化管理的有序电动汽车充放电则可以降低电网峰谷差率,起到削峰填谷的作用。

根据已知数据,利用 MATLAB 编程求解第 2 节建立的电价联动优化模型。首先调整用户侧峰谷电价,以实现负荷曲线的优化。用户侧优化结果见表 2。

供电侧峰谷分时电价的优化调整,使得在保证用户侧平均电价不上涨的条件下电网峰谷差率有所降低,负荷曲线优化效果明显,但不能保证供电公司的利益,尤其考虑大规模电动汽车入网的情况下,供电公司收入面临较大的不确定性。需要进一步调整发电侧上网电价,以实现发、供电侧利益共享与风险

表 2 用户侧优化结果

ϕ_1	ϕ_2	峰值/ MW	谷值/ MW	峰谷 差率 %	平均电价/ (元·MW ⁻¹)
0.1623	0.4787	1153.3	658.1	42.94	549

分摊。优化前后负荷曲线如图 5 所示,发电侧与供电侧联动模型的优化结果如表 3、4 所示。

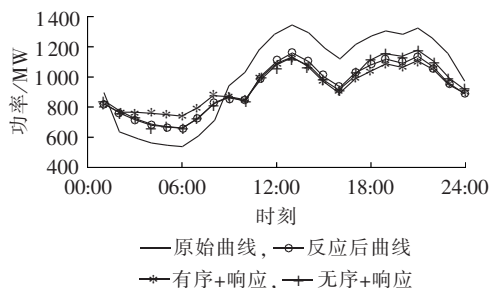


图 5 电动汽车入网与用户响应下的电网负荷曲线
Fig.5 Load curve of grid with V2G and optimized user load

表 3 峰谷上网电价优化调整表

模式	情形 1	情形 2	情形 3
模式 1	$\mu_1=0.15$	$\mu_1=0.158$	$\mu_1=0.163$
	$\mu_2=0.665$	$\mu_2=0.671$	$\mu_2=0.692$
模式 2	$\mu_1=0.15$	$\mu_1=0.151$	$\mu_1=0.175$
	$\mu_2=0.665$	$\mu_2=0.635$	$\mu_2=0.711$

由表 3 可知,电动汽车不同的 V2G 方式以及充放电电价模式都会对发、供电侧效益产生影响,从而使得上网电价有所调整以平衡双方利益。

表 4 给出了峰谷分时电价实施前后电网负荷特性及各参与方效益。电动汽车收入即为车载电池通过充放电控制策略赚取的额外的充放电价差收益。由表 4 知:基于需求侧的峰谷分时电价的实施,有利于降低系统峰荷,提高谷荷,减小电网峰谷差率,且有序 V2G 模式能在用户需求响应的基础上更进一步降低电网峰谷差率,而无序 V2G 模式则使得电网峰谷差率在用户响应的基础上有所增加,但仍小于未实行分时电价前的电网峰谷差率;发、供电侧价格未联动的条件下,发电公司收益增加 49.8654 万元,供电公司收益减少 26.6614 万元,实行电价联动后,发电公司与供电公司收益分别增加 9.3318 万元、

表 4 均衡收益表

Table 4 Benefit balancing

条件	峰荷/ MW	谷荷/ MW	峰谷 差率/%	发电成本/ 万元	发电侧收益/ 万元	供电侧收益/ 万元	电动汽车 收入/万元	合计利益/ 万元
实施联动前	1340.8	538.3	59.85	527.9554	318.9991	483.9740	—	802.9731
情形 1(价格未联动)	1153.3	658.1	42.94	422.8101	368.8645	457.3126	—	826.1771
情形 1(价格联动)	1153.3	658.1	42.94	422.8101	328.3309	497.8461	—	826.1771
情形 2 模式 1	1127.6	737.2	34.62	419.6481	312.6092	473.9295	12.5607	799.0994
情形 2 模式 2	1127.6	737.2	34.62	419.6481	315.8897	479.0846	4.1252	799.0995
情形 3 模式 1	1175.5	659.7	43.88	428.0389	320.1378	485.3752	1.0531	806.5661
情形 3 模式 2	1175.5	659.7	43.88	428.0389	322.7113	489.4196	-5.3231	806.8078

13.8721 万元,因此,实行双边价格联动能够保证发、供电侧利益平衡,提高供电公司推行峰谷分时电价政策的积极性;需求侧实施峰谷分时电价后,有序 V2G 模式能够进一步降低电源发电成本,而无序 V2G 模式使得电源发电成本有所增加;有序 V2G 使得供电公司售电收入减少的同时也降低了发电成本,无序 V2G 使得供电公司售电收入增加的同时也增加了发电成本,二者通过电价联动机制实现利益平衡;不同的充放电电价模式对双方效益影响较大,模式 1 使得双方效益都降低,模式 2 使得双方效益都增加,这是因为不同的充放电电价模式直接影响到供电公司效益;电动汽车收入既受 V2G 参与方式的影响,也与充放电电价模式有很大的关系,有序 V2G 方式可以增加电动汽车收入,且在模式 1 下利润空间更大;电动汽车入网能减小电网负荷峰谷差率,有利于电力系统安全、稳定运行,但考虑到现行条件下高昂的电池放电成本,使得电网运行的经济性有所降低。

4 结论

本文在已有文献研究的基础上,建立了考虑大规模电动汽车入网的电价联动模型,并结合实际数据,针对电动汽车不同的入网方式及充放电电价模式给出具体算例分析,从中得出以下结论。

a. 大规模电动汽车入网能够改变负荷曲线,从而影响发电成本。有序 V2G 方式能够降低发电成本,无序 V2G 方式则使得发电成本增加。

b. 考虑到电池放电成本的影响,电动汽车入网虽然能降低系统峰谷差率,但不利于系统的经济运行。

c. 不同的 V2G 方式、充放电电价模式以及用户需求响应给发电侧及供电侧效益带来很大的不确定性,利用文中提出的电价联动模型则能很好地降低系统运行风险,平衡各参与方利益。

本文峰谷电价响应度是一个固定的值,而实际上车主充放电行为受充电服务计划、价格信号等的影响较大,因此车主的峰谷电价响应度模型是进一步研究的重点;另外,本文中电动汽车充放电电价是给定的,寻找充放电电价模式与供电公司利益结合点是应着重考虑的方面。

参考文献:

- [1] 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 Zechun,SONG Yonghua,XU Zhiwei,et al. Impacts and utilization of electric vehicles integration into power systems[J]. Proceedings of the CSEE,2012,32(4):1-10.
- [2] RICHARDSON P,FLYNN D,KEANE A. Impact assessment of varying penetrations of electric vehicles on low voltage distribution systems[C]//IEEE Power and Energy Society General Meeting. Minneapolis, USA:IEEE,2010:1-6.
- [3] 黄媛,刘俊勇,陈井锐,等. 计及电动汽车入网的负荷频率控制

- [J]. 电力系统自动化,2012,36(9):24-28.
HUANG Yuan,LIU Junyong,CHEN Jingrui,et al. Load frequency control considering vehicle to grid[J]. Automation of Electric Power Systems,2012,36(9):24-28.
- [4] SINGH M,KAR I,KUMAR P. Influence of EV on grid power quality and optimizing the charging schedule to mitigate voltage imbalance and reduce power loss[C]//Power Electronics and Motion Control Conference. Ohrid,Macedonia:IEEE,2010:196-203.
- [5] 田立亭,史双龙,贾卓. 电动汽车充电功率需求的统计学建模方法[J]. 电网技术,2010,34(11):126-130.
TIAN Liting,SHI Shuanglong,JIA Zhuo. A statistical model for charging power demand of electric vehicles[J]. Power System Technology,2010,34(11):126-130.
- [6] 葛少云,王龙,刘洪,等. 计及电动汽车入网的峰谷电价时段优化模型研究[J]. 电网技术,2013,37(8):2316-2321.
GE Shaoyun,WANG Long,LIU Hong,et al. An optimization model of peak-valley price time-interval considering vehicle-to-grid[J]. Power System Technology,2013,37(8):2316-2321.
- [7] 孙波,廖强强,谢品杰,等. 车电互联削峰填谷的经济成本效益分析[J]. 电网技术,2012,36(10):30-34.
SUN Bo,LIAO Qiangqiang,XIE Pinjie,et al. A cost-benefit analysis model of vehicle-to-grid for peak shaving[J]. Power System Technology,2012,36(10):30-34.
- [8] 谭忠富,王绵斌,张蓉,等. 发电侧与供电侧峰谷分时电价联动的分级优化模型[J]. 电力系统及自动化,2007,31(21):26-34.
TAN Zhongfu,WANG Mianbin,ZHANG Rong,et al. Classification linkage optimization model of time of use power price between generating side and retail side[J]. Automation of Electric Power Systems,2007,31(21):26-34.
- [9] 李俊,刘俊勇,谢连芳,等. 发电侧与供电侧分时电价动态博弈联动研究[J]. 电力自动化设备,2012,32(4):16-19.
LI Jun,LIU Junyong,XIE Lianfang,et al. Dynamic game linkage of TOU price between generating side and retail side[J]. Electric Power Automation Equipment,2012,32(4):16-19.
- [10] 谭忠富,陈广娟,赵建保,等. 以节能调度为导向的发电侧与售电侧峰谷分时电价联合优化模型[J]. 中国电机工程学报,2009,29(1):55-62.
TAN Zhongfu,CHEN Guangjuan,ZHAO Jianbao,et al. Optimization model for designing peak-valley time-of-use power price of generation side and sale side at the direction of energy conservation dispatch[J]. Proceedings of the CSEE,2009,29(1):55-62.
- [11] 谭忠富,谢品杰,王绵斌,等. 提高电能使用效率的可中断电价与峰谷分时电价的联合优化设计[J]. 电工技术学报,2009,24(5):161-168.
TAN Zhongfu,XIE Pinjie,WANG Mianbin,et al. The optimal design of integrating interruptible price with peak-valley time-of-use power price based on improving electricity efficiency[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2009,24(5):161-168.
- [12] 黄海涛. 居民分时阶梯电价联合优化模型研究[J]. 电网技术,2012,36(10):253-258.
HUANG Haitao. A joint optimization model of residential time-of-use block electricity rate[J]. Power System Technology,2012,36(10):253-258.
- [13] 崔强,王秀丽,刘祖永. 市场环境下计及储能电站运行的联动电价研究及其效益分析[J]. 中国电机工程学报,2013,33(13):62-68.
CUI Qiang,WANG Xiuli,LIU Zuyong. Study on linkage electricity price and benefit analysis considering energy storage

station operation in market environment[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(13):62-68.

- [14] 杨洪明,熊膈成,刘保平. 插入式混合动力汽车充放电行为的概率分析[J]. 电力科学与技术学报, 2010, 25(3):8-12.

YANG Hongming, XIONG Luo Cheng, LIU Baoping. Probabilistic analysis of charging and discharging for plug-in hybrid electric vehicles[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2010, 25(3):8-12.

- [15] 秦祯芳,岳顺民,余贻鑫,等. 零售端电力市场中的电量电价弹性矩阵[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(5):16-19.

QIN Zhenfang, YUE Shunmin, YU Yixin, et al. Price elasticity matrix of demand in current retail power market[J]. Automation

of Electric Power Systems, 2004, 28(5):16-19.

作者简介:



施泉生

施泉生(1961—),男,上海人,教授,主要从事电力经济与管理的研究工作;

平宗飞(1990—),男,山东济宁人,硕士研究生,主要从事电力经济方面的研究工作(E-mail:1057096437@qq.com);

陈敏骏(1990—),女,安徽宣城人,硕士研究生,主要从事电力市场方面的研究工作。

Electricity price linkage model considering V2G

SHI Quansheng, PING Zongfei, CHEN Minjun

(School of Economics and Management, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China)

Abstract: Different control and usage strategies of EV (Electric Vehicle) charging/discharging result in different influences on grid load curve, which then affects the enactment and implementation of TOU (Time-Of-Use power price) policy. A electricity price linkage model considering of V2G (Vehicle to Grid) is proposed. The Monte Carlo simulation method is applied to simulate the charging/discharging curve of a certain amount of EVs. The user load curve is then optimized by adjusting the retail-side TOU according to users' response. The updated grid load curve is the superposition of user load curve and EV charging/discharging curve, based on which, the generation-side TOU is adjusted to balance the benefits brought in by V2G between retail side and generation side. Based on the practical data, the proposed model is simulated for three V2G modes and two charging/discharging price modes, verifying its effectiveness.

Key words: time-of-use power price; electricity price linkage; electric vehicles; charging/discharging power demand; models

(上接第 26 页 continued from page 26)

模方法[J]. 电网技术, 2010, 34(11):126-130.

TIAN Liting, SHI Shuanglong, JIA Zhuo, et al. A statistical model for charging power demand of electric vehicles[J]. Power System Technology, 2010, 34(11):126-130.

作者简介:

邵成成(1989—),男,山东枣庄人,博士研究生,研究方向为可再生能源并网运行与智能电网(E-mail:ShaoCC@stu.



邵成成

xjtu.edu.cn);

王锡凡(1936—),男,河北安平人,中国科学院院士,IEEE Fellow,博士研究生导师,从事电力系统分析规划、电力市场等方面的教学研究工作;

王秀丽(1961—),女,山西河曲人,教授,博士研究生导师,从事电力系统规划、可靠性分析及电力市场方面的教学研究工作。

Decentralized EV charge/discharge control with minimum generation cost

SHAO Chengcheng, WANG Xifan, WANG Xiuli

(State Key Laboratory of Electrical Insulation and Power Equipment, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

Abstract: The decentralized control of charge/discharge is much better than the centralized control in computation simplicity and privacy protection. A general flowchart of decentralized charge/discharge control is presented. As the existing decentralized charge/discharge control methods only can suppress load fluctuation, a method based on the Lagrangian relaxation is proposed to realize the coordinated operation between EV (Electric Vehicle) and generator and reduce the generation cost. As the dispatch signals, the dual factors are updated for gradual approaching to the optimal solution of centralized control. Case study of IEEE-RTS1979 verifies that, being more adaptive to EV groups, the proposed method reduces the generation cost obviously; being capable of solving the problem of generation cost minimization with the non-convex and constraint-coupled objective function, the proposed method has larger applications.

Key words: electric vehicles; decentralized control; charge/discharge control; Lagrangian relaxation; generation cost; optimization