

# 计及电动汽车需求差异的智能电网调度策略

史文龙, 秦文萍, 姚宏民, 朱云杰, 李家钰

(电力系统运行与控制山西省重点实验室(太原理工大学), 山西省太原市 030024)

## Smart Grid Dispatching Strategy Considering the Difference of Electric Vehicle Demand

SHI Wenlong, QIN Wenping, YAO Hongmin, ZHU Yunjie, LI Jiayu

(Shanxi Key Lab of Power System Operation and Control (Taiyuan University of Technology), Taiyuan 030024, Shanxi Province China)

**摘要:** 插电式电动汽车 (plug-in electric vehicles, PEV) 近年来发展迅速, 考虑 PEV 并网后的差异性需求, 提出一种计及 PEV 需求差异的智能电网调度策略: 根据需求差异将 PEV 分为无序充电 PEV、可调度充电 PEV 和可调度充放电 PEV, 之后提出考虑高低功率调控差异性将可调度 PEV 分为高功率可调度 PEV 和低功率可调度 PEV。最后, 构建以智能电网运行成本最小和电动汽车支付费用最小的多目标优化调度模型。算例结果表明在考虑 PEV 差异性需求的情况下通过合理调度 PEV 可以有效提高可再生能源消纳能力、降低智能电网运行成本和 PEV 车主支付费用。

**关键词:** 插电式电动汽车 (PEV); 可再生能源消纳; 高/低功率; 电动汽车与电网互动 (V2G); 机组组合

**Abstract:** Plug-in electric vehicle (PEV) has developed rapidly in recent years. Taking discrepant demand of the grid connected PEV into account, a smart grid dispatching strategy considering the demand difference among various kinds of PEVs was proposed. Firstly, according to the demand difference the PEV was divided into unordered charge PEV, schedulable charge PEV and schedulable charge-discharge PEV. Secondly, it was brought forward that considering the difference between high- and low-power regulation and control the schedulable PEV was divided into high-power schedulable PEV and low-power schedulable PEV. Finally, a multi-objective optimal dispatching model with the lowest operating cost of smart grid and the minimal paying fees for the electric vehicle was constructed. Results of calculating example show that considering the discrepant demand of the PEV the accommodation capability of renewable energy sources could be improved and the operat-

ing cost of smart grid as well as the paying fees of the owner for the PEV could be reduced by reasonable dispatching of the PEV.

**Keywords:** plug-in electric vehicles (PEV); renewable energy consumption; fast and slow charge; vehicle to grid (V2G); unit combination

**DOI:** 10.19725/j.cnki.1007-2322.2020.0283

## 0 引言

随着人们对全球变暖和能源危机的日益关注, 提高能源效率和大力发展可再生能源成为人们的共识, 但我国部分地区出现严重的弃风弃光问题<sup>[1]</sup>, 给发电侧的优化调度带来了巨大挑战<sup>[2]</sup>。此外, 对于人们不可或缺的交通需求, 插电式电动汽车 (plug-in electric vehicles, PEV) 提供了环保的选择, PEV 的普及增加了这一领域研究的重要性<sup>[3-4]</sup>。PEV 的优点是能够以充电的形式吸收可再生能源提供的多余电力<sup>[5]</sup>。同时, 随着电动汽车与电网互动 (vehicle to grid, V2G) 技术的发展, PEV 能够开启放电模式以在峰值期间向电网提供额外的功率<sup>[6]</sup>。PEV 通过 V2G 技术不仅能够降低区域智能电网的运行成本, 还能够辅助电网提高对可再生能源的消纳能力<sup>[7-10]</sup>。现有文献针对 PEV 参与智能电网调度进行了大量研究, 可调度 PEV 常用于大规模太阳能发电、参与调频或调峰。文献<sup>[11]</sup>将规模化 PEV 集中在一起, 通过对其进行集群式调度来优化负荷曲线; 文献<sup>[12]</sup>考虑电动汽车负荷和风电出力的波动性, 建立了随机经济调度模型来对 PEV 进行充放电调度; 文献<sup>[13]</sup>利用 V2G 技

**基金项目:** 山西省科技重大专项项目 (20181102028)

Major special projects of science and technology in Shanxi Province (20181102028)

术反向供电, 能够实现对电网负荷的削峰填谷; 文献 [14] 提出了规模化 PEV 与储能系统参与电网调度, 确定了电动汽车和储能系统的调度优先级; 文献 [15] 分析了电动汽车的充电模式对传统负荷曲线产生的影响。然而上述研究都没有考虑 PEV 高低功率的调控差异性以及 PEV 需求差异性对新能源消纳及区域电网经济调度的影响。

为了灵活、可控地使用 V2G 电源, 本文将电动汽车 (Electric Vehicles, EV) 聚合商 (EV aggregator, EVA) 作为智能电网调度控制中心与用户的中介 [16]。EVA 考虑并网 EV 需求差异, 采取差异化的控制策略。EVA 可调度容量随着 PEV 的运行状态不断波动, 因此, 分析 EVA 所控制容量的变化规律, 并计算出可调度容量的大小是十分重要的。本文在计及 PEV 需求差异下比较了不同出行需求情况的区域智能电网传统机组的运行成本和弃风量、弃光量, 仿真结果表明, 智能电网调度高功率充电技术的 PEV 比调度低功率 V2G 技术的 PEV 对于智能电网运行成本更为经济, 但是 PEV 支付费用略高。

## 1 模型设定

本文区域智能电网由风电场、光伏电站、传统负荷、传统机组和一个可以对规模化 PEV 进行有效调度的 EVA 部分组成, 如图 1 所示。通过先进的物联网、通信技术将上述各部分联系在一起, 可调度 PEV 作为可控单元加入到传统发电机组组合优化中, 可有效消纳可再生能源, 提高智能电网运行的经济性与稳定性。

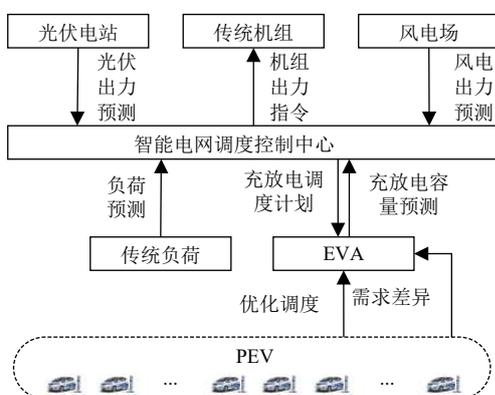


图 1 区域智能电网模型

Fig. 1 The model for regional smart grid

## 2 区域智能电网模型

### 2.1 电动汽车需求差异建模

用户受到 EVA 的激励积极响应其调度策略 [17], 但用户作为高度自主性个体, 其并网需求最终仍取决于用户的意愿。电物流车、电动公交车、电动出租车等公共服务类车辆和部分私家车的特征是平均每天行车时间相对较长, 对充电速度和充电时间要求较高, 不能参与电网互动; 大多数电动私家车的特点是闲置状态时间较长, 每天行驶里程较短, 有充足的时间和电池容量参与电网互动。高功率电动汽车充电桩充分满足了消费者使用的便利性以及电网调度的灵活性, 同时高功率充电给电动汽车带来了一定的损耗, 低功率电动汽车充电桩投资成本较低, 但是调度灵活性较差。本文将电动汽车分为 5 类: 第 1 类是无序充电 PEV, 第 2 类是低功率可调度充电 PEV, 第 3 类是高功率可调度充电 PEV, 第 4 类是低功率可调度充放电 PEV, 第 5 类是高功率可调度充放电 PEV。

5 类 PEV 构成的集合分别记为  $EV_1, EV_2, EV_3, EV_4, EV_5$  集。实际场景中, PEV 并网即确定所属集: 电动汽车用户与 EVA 互动自主确定。EVA 针对用户差异化需求采用差异化计费或激励措施。

### 2.2 PEV 状态矩阵

任意一辆 PEV 在行驶结束时的状态都可用一个一维矩阵来表示:

$$\Omega = [L \ N \ S_n \ S_e \ T_0 \ T_1] \quad (1)$$

式中:  $L$  表示电动汽车负荷类型;  $N$  表示电动汽车充放电标识, 处于充电模式为 1, 放电模式为 -1, 其余时刻为 0;  $S_n$  和  $S_e$  分别表示 PEV 停驶时的荷电状态和离网时用户期望的荷电状态;  $T_0$  和  $T_1$  分别表示电动汽车入网时间和用户离网时刻。

#### 2.2.1 无序充电 PEV 模型

本文无序充电 PEV 主要针对不参与电网调度的私家车。文献 [18] 通过分析 2009 年美国燃油私家车行驶数据, 得出全美家用车辆日行驶里程和最后一次出行结束时间近似服从对数正态分布和 Weibull 分布。本文做出假设如下: 无序 PEV 剩余电量在 20%—50% 时才会充电, 无序 PEV 充电完成时间设置为  $T_1$ , 无序充电 PEV 离网期望电荷为  $S_e$ 。运用蒙特卡洛方法对 PEV 状态矩阵

中 PEV 最后一次行驶结束时间和 PEV 结束行驶时的荷电状态等元素进行抽取生成无序 PEV 模型。考虑到无序充电汽车对充电速度和充电时间要求较高，无序充电 PEV 模型采用高功率版本。利用蒙特卡洛模拟方法计算无序 PEV 充电负荷的算法流程图见附图 A1。

### 2.2.2 可调度充电 PEV 模型

对于大量电动私家车而言，其闲置状态时长远大于实际充电时长。如图 2 所示，通过在 PEV 停驶时长时间段选取合适的充电时长实现用户充电需求。

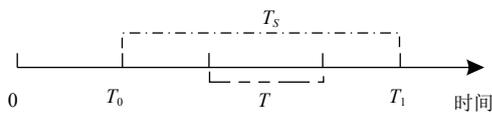


图 2 PEV 充电时间调度示意图

Fig. 2 Sketch map of dispatching of PEV charging time

通过可调度充电 PEV 状态矩阵可得可调度充电 PEV 在  $t$  时刻的实际负荷，由此可预测可调度充电 PEV 在下一时刻所能达到的最大负荷和最小负荷，如式 (2)—(5) 所示。

$$P_{ev,max}^{t+1} = P_{ev}^t + \Delta P_{ev}^{t+1} + N_0^{t+1} P_c \quad (2)$$

$$P_{ev,min}^{t+1} = P_{ev}^t + \Delta P_{ev}^{t+1} \quad (3)$$

$$\Delta P_{ev}^{t+1} = N_1^{t+1} P_c - N_2^{t+1} P_c \quad (4)$$

$$P_{ev,min}^{t+1} \leq P_{ev}^{t+1} \leq P_{ev,max}^{t+1} \quad (5)$$

式中： $\Delta P_{ev}^{t+1}$  为  $t+1$  时刻必须增加的 PEV 负荷，由  $t+1$  时刻增加的负荷  $N_1^{t+1} P_c$  和减少的负荷  $N_2^{t+1} P_c$  构成； $P_c$  为 PEV 充电功率； $N_0^{t+1}$  为  $t+1$  时刻满足条件  $T_0 = t+1$  和  $T_s > T$  的 PEV； $N_1^{t+1}$  为满足条件  $T_0 = t+1$  和  $T_s < T$  的 PEV， $N_2^{t+1}$  为满足条件  $T_1 = t+1$  或  $S_n = S_c$  的 PEV。电动汽车下一时刻的实际负荷  $P_{ev}^{t+1}$  将介于最大负荷和最小负荷之间，如图 3 所示：

如图 4 所示，对于  $t+2$  时刻电动汽车负荷最大最小值的预测需要用到从  $t$  时刻预测出的  $t+1$  时刻的最大负荷  $P_{ev,max}^{t+1}$  和最小负荷  $P_{ev,min}^{t+1}$ ，将处于最大负荷时所有电动汽车的状态矩阵和处于最小负荷时所有电动汽车的状态矩阵做公式 (2)—(5) 相同的计算。由此可以得到电动汽车处在最大负荷  $P_{ev,max}^{t+1}$  状态下，在下一时刻的最大负荷  $P_{ev,max,max}^{t+2}$  和最小负荷  $P_{ev,max,min}^{t+2}$ 。同样可以得到电动汽车处在最小负荷  $P_{ev,min}^{t+1}$  状态下，在下一时刻

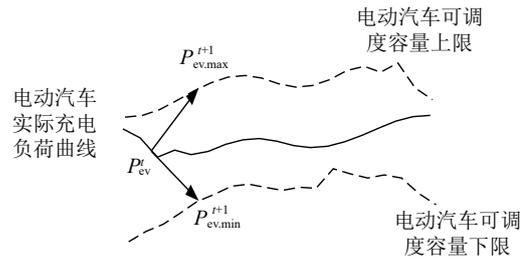


图 3 可调度充电 PEV 容量上下限示意图

Fig. 3 Sketch map of the top and bottom limitation of the schedulable charge PEV

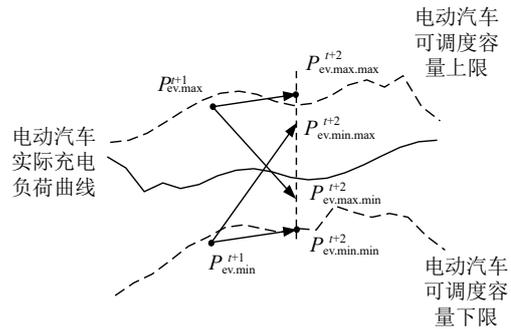


图 4 电动汽车可调度负荷上下限递推示意图

Fig. 4 Sketch map of the recurrence of the top and bottom limitation of schedulable load

的最大负荷  $P_{ev,min,max}^{t+2}$  和最小负荷  $P_{ev,min,min}^{t+2}$ 。下一时刻  $t+2$  可调度电动汽车的最大负荷  $P_{ev,max}^{t+2}$  和最小负荷  $P_{ev,min}^{t+2}$  分别为  $P_{ev,max,max}^{t+2}$ 、 $P_{ev,max,min}^{t+2}$ 、 $P_{ev,min,max}^{t+2}$ 、 $P_{ev,min,min}^{t+2}$  这 4 个值中的最大值和最小值。之后所有时刻电动汽车可调度容量范围的预测都以此类推。文中按照功率模式将可调度充放电 PEV 分为高功率可调度充放电 PEV 和低功率可调度充放电 PEV。可调度充电 PEV 容量范围预测流程图参见附图 2。

### 2.2.3 可调度充放电 PEV 模型

一辆电动汽车在可调度充放电过程中存在几个关键时间节点，图 5 所示为可调度充放电 PEV 的 SOC 时间节点图。

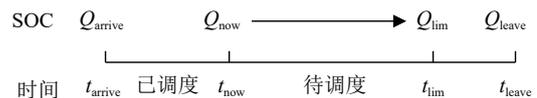


图 5 电动汽车调度时间节点示意图

Fig. 5 Sketch map of the schedulable time nodes of EV

$t_{arrive}$  表示 PEV 接入电网时刻，此时 PEV 的荷电状态 (State of Charge, SoC) 为  $Q_{arrive}$ ， $t_{now}$  表示 PEV 在接入电网的当前时刻，此时 PEV 的 SoC

状态为 $Q_{\text{now}}$ 。从 $t_{\text{arrive}}$ 到 $t_{\text{now}}$ 是PEV已调度的时间段,从 $t_{\text{now}}$ 到 $t_{\text{leave}}$ 为PEV待调度的时间段。在PEV待调度期间,放电过程从 $t_{\text{now}}$ 一直持续到 $t_{\text{lim}}$ , $t_{\text{lim}}$ 为PEV放电极限点,PEV在 $t_{\text{lim}}$ 的SoC状态为 $Q_{\text{lim}}$ 。从 $t_{\text{lim}}$ 到 $t_{\text{leave}}$ 的这段时间为电动汽车放电后需要充电的时段。相关参数计算如式(6)-(8):

$$t_{\text{lim}} = \frac{P_d t_{\text{now}} + P_c t_{\text{leave}} - (1 - Q_{\text{now}}) C_s}{P_c + P_d} \quad (6)$$

$$P_{\text{ev,d}} = \frac{P_d}{P_c + P_d [(t_{\text{leave}} - t_{\text{now}}) P_c - (1 - Q_{\text{now}}) C_s]} \quad (7)$$

$$P_{\text{ev,c}} = C_s [Q_{\text{now}} + Q_{\text{leave}} - Q_{\text{arrive}} - Q_{\text{lim}}] \quad (8)$$

式中: $P_c$ 为PEV充电功率; $P_d$ 为PEV放电功率; $C_s$ 为PEV放电容量; $P_{\text{ev,d}}$ 为PEV可调度放电容量; $P_{\text{ev,c}}$ 为PEV可调度充电容量。通过确定每辆PEV的可调度充放电容量,将其叠加到可调度放电容量曲线和充电容量曲线中,便可以得到规模化PEV充放电容量调度范围曲线。可调度充放电PEV容量范围预测流程图参见附图3。

### 3 智能电网多目标优化模型

#### 3.1 子目标函数

由于可再生能源具有不污染环境、经济性等特点,在《可再生能源法》中已经确定了对可再生能源全额上网的扶持政策<sup>[19]</sup>,文中区域智能电网在经济调度过程中不考虑风电和光伏的出力成本,优化目标简化为智能电网运行成本最小和电动汽车车主支付费用最小的多目标优化调度模型。

##### 3.1.1 智能电网运行成本最小

将一天分为24个时段,目标函数计及常规机组的燃料成本、启停成本、太阳能电站的弃光惩罚成本和风电场的弃风惩罚成本。日前调度目标函数为:

$$\min F_1 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_g} [C_i^t(P_{Gi}^t) I_i^t + S_i^t (1 - I_i^{t-1}) I_i^t] + \sum_{t=1}^T k_{\text{cw}} P_{\text{cw}}^t + \sum_{t=1}^T k_{\text{cp}} P_{\text{cp}}^t \quad (9)$$

$$C_i^t(P_{Gi}^t) = a_i (P_{Gi}^t)^2 + b_i P_{Gi}^t + c_i \quad (10)$$

$$S_i^t = \alpha_i + \beta_i (1 - \exp(-x_i^{\text{off}t} / \tau_i)) \quad (11)$$

式中: $F_1$ 为智能电网在一个调度日内的总运行成本; $T$ 为优化时段; $N_g$ 为机组数; $C_i^t(P_{Gi}^t)$ 为机组

$i$ 在 $t$ 时段的燃料成本函数; $P_{Gi}^t$ 为机组 $i$ 在 $t$ 时段的发电功率; $I_i^t$ 为机组 $i$ 在 $t$ 时段的启停状态; $S_i^t$ 为机组 $i$ 在 $t$ 时段的启停成本函数; $k_{\text{cw}}$ 和 $k_{\text{cp}}$ 分别表示弃风和弃光惩罚成本系数; $P_{\text{cw}}$ 和 $P_{\text{cp}}$ 分别表示时段 $t$ 的弃风和弃光功率; $\alpha_i$ 、 $\beta_i$ 为机组 $i$ 的启动耗量常数; $\tau_i$ 为锅炉的冷却时间常数; $x_i^{\text{off}t}$ 为机组 $i$ 在 $t$ 时段持续停运时间。在实际计算中,由于机组需要满足最小停运时间约束,因此,其启动耗量也常简化为常数考虑。

##### 3.1.2 电动汽车车主支付费用最小

目标函数为:

$$\min F_2 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{EV} (P_{\text{EVci}}^t \mu_c - P_{\text{EVdi}}^t \mu_d) + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{EV} k_{\text{ev}} (P_{\text{EVci}}^t + P_{\text{EVdi}}^t) \quad (12)$$

式中: $F_2$ 为电动汽车车主在一个调度日内支付的费用; $T$ 为优化时段; $EV$ 为电动汽车类别; $P_{\text{EVci}}^t$ 为第 $i$ 类电动汽车在 $t$ 时段的充电功率; $P_{\text{EVdi}}^t$ 为第 $i$ 类电动汽车在 $t$ 时段的放电功率; $\mu_c$ 为电动汽车在 $t$ 时段的充电电价; $\mu_d$ 为电动汽车在 $t$ 时段的放电电价; $k_{\text{ev}}$ 为电动汽车的电池损耗成本系数。

##### 3.1.3 基于模糊逻辑理论的多目标函数处理

把多目标函数 $F_1$ 和 $F_2$ 采用加权系数法转化为单目标函数,对子目标函数值进行规范化处理,采用线性加权法转换后的单目标优化问题为:

$$\min F = \omega_1 \left( \frac{F_1}{F_{1\text{max}}} \right) + \omega_2 \left( \frac{F_2}{F_{2\text{max}}} \right) \quad (13)$$

$$\omega_1 + \omega_2 = 1 \quad (14)$$

式中: $\omega_1$ 和 $\omega_2$ 分别为两个目标函数的权重; $F_1$ 和 $F_{1\text{max}}$ 为目标函数1的实际值和最大值; $F_2$ 和 $F_{2\text{max}}$ 分别为目标函数2的实际值和最大值。

根据文献[20-21],当智能电网运行成本较小时, $\omega_1$ 可能取较小值;当电动汽车车主对电价波动不敏感时, $\omega_2$ 可能取较小值。 $\omega_1$ 和 $\omega_2$ 是带有主观因素的模糊判断。

### 3.2 约束条件

#### 3.2.1 发电机组约束条件

风电出力约束条件:

$$0 \leq P_{\text{W}}^t \leq P_{\text{Wind}}^t \quad (15)$$

式中: $P_{\text{Wind}}^t$ 为风电输出功率在 $t$ 时段的预测值; $P_{\text{W}}^t$ 为风电输出功率在 $t$ 时段的实际利用值。

光伏出力约束条件：

$$0 \leq P_{Pv}^t \leq P_{PhotoVoltaic}^t \quad (16)$$

式中： $P_{PhotoVoltaic}^t$  为光伏输出功率在  $t$  时段的预测值； $P_{Pv}^t$  为风电输出功率在  $t$  时段的实际利用值。

常规机组出力约束条件：

启停约束：

$$(x_i^{ont} - T_i^{on})(I_i^t - I_i^{t-1}) \geq 0 \quad (17)$$

$$(x_i^{offt} - T_i^{off})(I_i^{t+1} - I_i^t) \geq 0 \quad (18)$$

式中： $x_i^{ont}$  为机组  $i$  的连续开机时间； $T_i^{on}$  为机组  $i$  的最小开机时间； $x_i^{offt}$  为机组  $i$  的连续关机时间； $T_i^{off}$  为机组  $i$  的最小关机时间。

出力上下限约束：

$$I_i^t P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi}^t \leq I_i^t P_{Gi}^{\max} \quad (19)$$

式中： $P_{Gi}^{\min}$  为机组  $i$  的最小出力； $P_{Gi}^{\max}$  为机组  $i$  的最大出力。

爬坡约束：

$$-P_{Gi}^{\text{down}} \leq P_{Gi}^t - P_{Gi}^{t-1} \leq P_{Gi}^{\text{up}} \quad (20)$$

式中： $P_{Gi}^{\text{down}}$  为机组  $i$  的下爬坡功率限制； $P_{Gi}^{\text{up}}$  为机组  $i$  的上爬坡功率限制。

### 3.2.2 负荷平衡约束条件

$$\sum_{i=1}^{N_g} P_{Gi}^t + P_W^t + P_{Pv}^t + P_{eva,d}^t = P_L^t + P_{eva,c}^t \quad (21)$$

式中： $P_{eva,d}^t$  为  $t$  时段 EVA 向电网的放电功率； $P_{eva,c}^t$  为  $t$  时段 EVA 的负荷功率； $P_L^t$  为  $t$  时段常规负荷功率。

### 3.2.3 EVA 约束条件

可调度充电 PEV 约束条件：

$$P_{ev,\min}^t \leq P_{ev}^t \leq P_{ev,\max}^t \quad (22)$$

式中： $P_{ev,\max}^t$ 、 $P_{ev,\min}^t$  分别为可调度充电容量上下限。

可调度充放电 PEV 约束条件：

$$0 \leq P_{ev,d}^t \leq P_{ev,d,\max}^t \quad (23)$$

$$\sum_{t=1}^T P_{ev,d}^t \leq \sum_{t=1}^T P_{ev,c}^t \quad (24)$$

$$\sum_{t=1}^T P_{ev,cc}^t = \sum_{t=1}^T P_{ev,L0}^t \quad (25)$$

$$\sum_{t=1}^T P_{ev,c}^t - \sum_{t=1}^T P_{ev,d}^t = \sum_{t=1}^T P_{ev,L0}^t \quad (26)$$

式中： $P_{ev,d,\max}^t$  为  $t$  时刻可调度充放电 PEV 放电容

量上限； $P_{ev,c}^t$  为  $t$  时刻可调度充放电 PEV 充电容量； $P_{ev,d}^t$  为  $t$  时刻可调度充放电 PEV 放电容量； $P_{ev,cc}^t$  为可调度充电 PEV 充电容量。

## 4 算例分析

### 4.1 算例描述

本文的算例分析暂未考虑光伏发电、风力发电及负荷的不确定性对区域智能电网调度带来的影响，本文采用 10 机系统为例进行分析和计算，10 机系统机组具体参数参见附表 A1。其中传统机组装机容量 1662 MW，在原有系统中增加 100 MW 风电场 10 座和 120 MW 光伏电站 10 座，风电数据、光伏数据、常规负荷数据和 30 万辆 EV<sub>1</sub> 如图 6 所示。图 6 中可以看出，白天 EV<sub>1</sub> 负荷充电需求低迷，其中充电习惯集中在 17:00-22:00，此时 EV<sub>1</sub> 充电功率需求导致“峰上加峰”，增加了社区微网安全稳定运行的压力。

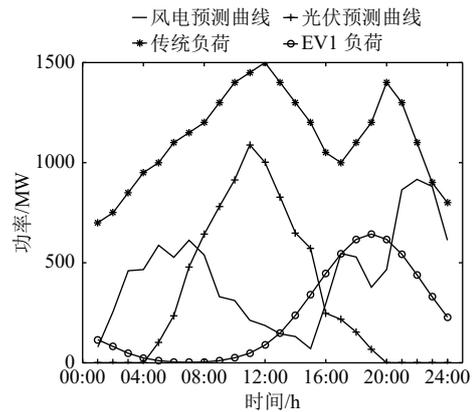


图 6 可再生能源出力曲线和负荷曲线  
Fig. 6 Output curve and load curve of renewable energy sources

本文设置区域各类 PEV 基数分别为 10 万辆，可调度 PEV 根据充电桩功率分为高低功率两个版本。高功率版本，充放电功率  $P_c = P_d = 7 \text{ kW}$ ，电池容量为  $C_s = 35 \text{ kWh}$ ；低功率版本  $P_c = P_d = 3.5 \text{ kW}$ ，电池容量为  $C_s = 35 \text{ kWh}$ 。计及运营服务费的电动汽车充放电电价如表 1 所示<sup>[22]</sup>，本文规定电动汽车仅在用电高峰期进行放电。

### 4.2 算例场景

文中考虑到实际情况，为比较不同类型 PEV 以及不同功率版本的 PEV 接入区域智能电网下的传统机组运行成本、风电弃风量和光伏弃光量，对以下四种电动汽车接入模式进行分析：

表1 具体电价参数设置

Table 1 Parameter setting of concrete electricity price

时段属性	时段划分	充电电价/ (元/kWh)	放电电价/ (元/kWh)
峰时段	10:00-15:00 18:00-21:00	1.99	2.5
平时段	7:00-10:00 15:00-18:00 21:00-23:00	1.65	-
谷时段	23:00-7:00	1.36	-

模式1: 30万辆EV<sub>1</sub>接入区域智能电网, 考虑到无序电动汽车一般对充电时间要求比较高, 统一将无序充电PEV设置为高功率版本;

模式2: 10万辆EV<sub>1</sub>、10万辆EV<sub>2</sub>和10万辆EV<sub>3</sub>接入区域智能电网;

模式3: 10万辆EV<sub>1</sub>、10万辆EV<sub>2</sub>和10万辆EV<sub>4</sub>接入区域智能电网;

模式4: 10万辆EV<sub>1</sub>、10万辆EV<sub>3</sub>和10万辆EV<sub>5</sub>接入区域智能电网。

### 4.3 优化结果分析

#### 4.3.1 四种模式优化结果对比分析

表2为4种模式下的2个目标成本比较以及弃风弃光比较。目标函数的权重系数根据实际调度需求进行调节, 目标函数权重系数分别为0.5,0.5时, 优化结果对比如下。

表2 4种模式比较

Table 2 Comparison of 4 modes

运行成本	模式1	模式2	模式3	模式4
$F_1$ /元	1586200	632740	667340	622010
燃料成本/元	490750	386370	392590	383520
启停成本/元	5200	4520	4480	4340
弃风量/MW	1896	409	415	393
弃光量/MW	1219	282	370	276
$F_2$ /元	9994600	9075000	8992800	8139600

表2中模式1的智能电网运行成本、弃风量、弃光量和电动汽车车主支付费用远高于其他3个模式的成本; 模式2的智能电网运行成本比模式3减少了3.46万元, 但是电动汽车车主支付费用比模式3高出8.22万元; 模式2的弃风量比模式1降低了78.42%, 比模式3降低了1.45%; 模式2的弃光量比模式1降低了76.87%, 比模式3降低了23.78%; 模式4的智能电网运行成本、弃风量、弃光量和电动汽车车主支付费用与模式2和模式1相比, 智能电网运行成本分别降低了60.79%和1.7%, 弃风量分别降低了79.27%和4.65%, 弃光量分别降低了77.36%和2.12%。可

以看出, 高功率可调度充放电汽车这种既可以充电又可以向电网放电的电动汽车可以使得智能电网运行成本和汽车车主支付费用都达到最小值, 同时极大地消纳了可再生能源。这是由于电动汽车在进行转移充电时段的同时还在负荷高峰期间对电网进行了反向放电, 而且反向放电可以使得电动汽车车主降低一部分成本。模式2在没有采用V2G技术的情况下, 各项指标均优于模式3, 接近于模式4。可以看出, 在不考虑高功率建设成本的情况下高功率可调度充电电动汽车在智能电网调度过程中调度成本要优于低功率V2G电动汽车。

#### 4.3.2 模式4优化结果分析

模式4的智能电网运行成本和用户支付费用均为最低。表3为不同权重时模式4优化结果分析。由表3可知, 相较于 $\omega_1=\omega_2=0.5$ , 当 $\omega_1$ (智能电网运行成本)取值较大时, 用户的成本稍微增加, 但是系统运行成本降低; 当 $\omega_2$ (电动汽车车主支付费用)取值较大时, 智能电网运行成本增加, 同时弃光、弃风量增加。

表3 不同权重时各目标函数优化数值

Table 3 Optimized numerical values of objective functions under different weights

$\omega_1$	$\omega_2$	$F_1$ /元	$F_2$ /元	弃风量/MW	弃光量/MW
0.5	0.5	622010	8139600	393	276
0.4	0.6	635460	8107700	402	299
0.6	0.4	622110	8139600	393	276

图7和图8分别为模式4的高功率可调度充电电动汽车调度结果和模式4的高功率可调度充放电电动汽车调度结果。从图7和图8中可以看出, 模式4中的可调度电动汽车有效避开了10:00-14:00和18:00-20:00的传统负荷高峰, 也有效避开了无序充电电动汽车负荷高峰。模式4中的可调度充放电电动汽车在避开负荷高峰的同时, 还在10:00-15:00和18:00-21:00的传统负荷的用电高峰阶段对电网进行了放电, 在15:00-18:00的负荷低谷未进行放电, 对电网削峰填谷产生了积极作用。对比模式3中的可调度电动汽车, 高功率可调度充放电电动汽车响应速度更加积极, 在传统负荷低谷阶段的充电负荷较高, 有效增强了电网的稳定性。

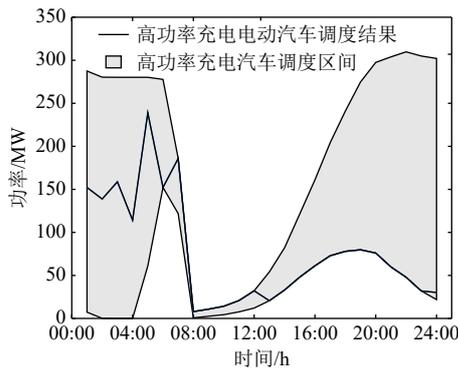


图 7 模式 4 高功率充电汽车调度结果

Fig. 7 Dispatching results of mode 4 under high power charge EV

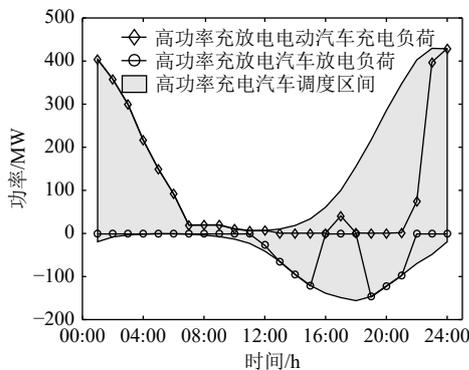


图 8 模式 4 高功率充放电汽车调度结果

Fig. 8 Dispatching results of high-power charging-discharging EV under mode 4

图 9 和图 10 分别为模式 4 弃风率和弃光率。从图 9 和图 10 中可以看出，对比模式 1、模式 4 的弃风率和弃光率大大降低。模式 1 在 6:00-24:00 均存在大量弃风现象，模式 4 由于可调度电动汽车在 6:00-11:00 灵活性较差，在该时段存在少量弃风现象。模式 1 在 6:00-15:00 弃光现象严重，模式 4 在 8:00-13:00 存在少量弃光现象。

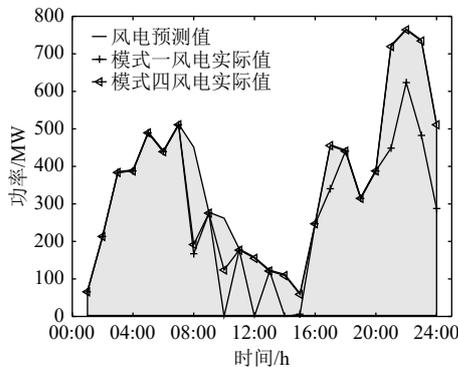


图 9 模式 4 弃风率

Fig. 9 Wind curtailment rate under mode 4

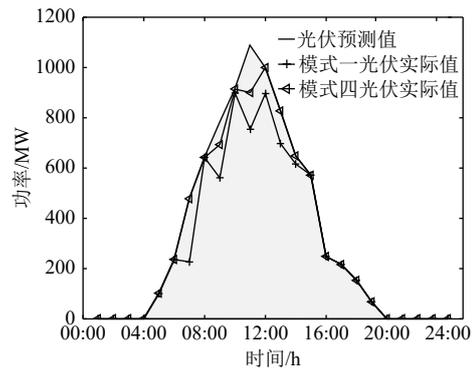


图 10 模式 4 弃光率

Fig. 10 Curtailment rate of PV output under mode 4

## 5 结论

1) 基于区域内传统负荷和无序电动汽车负荷特性，通过挖掘可调度电动汽车和火电机组灵活性，对智能电网源-荷进行有效优化，大幅提高了可再生能源利用率。分时电价下的可调度 PEV 参与区域智能电网调度可以有效降低智能电网运行成本和电动汽车车主支付费用。

2) 从智能电网成本的角度出发，高功率可调度充电 PEV 参与区域智能电网调度比低功率可调度充放电 PEV 更加经济；从电动汽车车主支付费用的角度出发，可调度充放电 PEV 参与智能电网经济调度的过程中比高功率可调度充电 PEV 支付费用更低。同时考虑智能电网运行成本与电动汽车用户支付费用，如何使二者达到综合最优受目标函数权重的影响很大。高功率可调度充放电 PEV 在区域智能电网调度过程中优势最为显著，在实际中可优先考虑对高功率版本的可调度充放电 PEV 进行调度。

3) 研究多目标优化控制策略权重的动态变化对调度结果的影响和如何合理地挖掘电动汽车调度灵活性是值得进一步探讨的问题。

(本刊附录请见网络版，印刷版略)

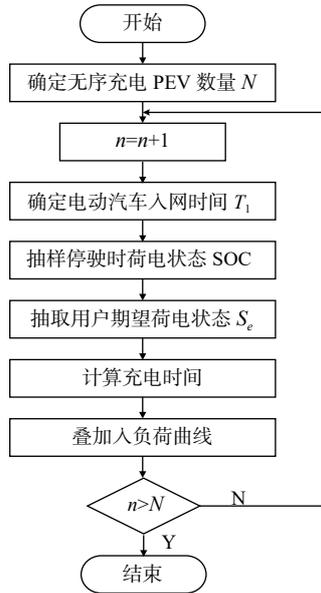
## 参考文献

[1] 周强, 汪宁渤, 何世恩, 等. 高弃风弃光背景下中国新能源发展总结及前景探究[J]. *电力系统保护与控制*, 2017, 45(10): 146-154.  
Zhou Qiang, Wang Ningbo, He Shien, *et al.* Summary and prospect of China's new energy development under the background of high abandoned new energy power[J].

- Power System Protection and Control*, 2017, 45(10): 146–154(in Chinese).
- [2] SHI J, LEE W J, LIU X F. Generation scheduling optimization of wind-energy storage system based on wind power output fluctuation features[J]. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2018, 54(1): 10–17.
- [3] 国务院办公厅. 关于加快电动汽车充电基础设施建设的指导意见 [EB/OL]. [http://www.gov.cn/xinwen/2015-10/09/content\\_2944047.htm](http://www.gov.cn/xinwen/2015-10/09/content_2944047.htm).
- [4] 李立理. 我国电动汽车充电基础设施政策解读与展望[J]. *供用电*, 2017, 34(1): 2–7.
- LI Lili. Interpretation and prospect of China's electric vehicle charging infrastructure policy[J]. *Distribution & Utilization*, 2017, 34(1): 2–7(in Chinese).
- [5] 陈玉敏, 赵冬梅. 含风电的多种形式储能协调调度多目标优化模型[J]. *电测与仪表*, 2020: 1–9.
- Chen Yumin, Zhao Dongmei. Multi-objective optimization model for multi-form energy storage coordinated scheduling with wind power[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2020: 1–9(in Chinese).
- [6] SUFYAN M., RAHIM N. A., MUHAMMAD M. A., TAN C. K., RAIHANS. R. S., BAKAR A. H. A. Charge coordination and battery lifecycle analysis of electric vehicles with V2G implementation[J]. *Electric Power Systems Research*, 2020: 184.
- [7] 杨健维, 董鸿志, 廖凯, 等. 计及电动汽车辅助调频的负荷频率控制联合优化[J]. *电力自动化设备*, 2019, 39(3): 200–206.
- Yang Jianwei, Dong Hongzhi, Liao Kai, *et al.* Joint optimization of load frequency control with electric vehicle auxiliary frequency modulation[J]. *Power automation equipment*, 2019, 39(3): 200–206(in Chinese).
- [8] Dutta A, Debbarma S. Frequency Regulation in deregulated market using vehicle-to-grid services in residential distribution network[J]. *IEEE Systems Journal*, 2018, 12(3): 2812–2820.
- [9] 刘东奇, 钟庆昌, 王耀南, 等. 基于同步逆变器的电动汽车V2G智能充放电控制技术[J]. *中国电机工程学报*, 2017, 37(2): 544–556.
- LIU Dongqi, ZHONG Qingchang, WANG Yaonan, *et al.* A synchronverter-based V2G smart charging and discharging control strategy for electric vehicles[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2017, 37(2): 544–556(in Chinese).
- [10] 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 auxiliary grid frequency modulation using dispatching capacity of electric vehicles[J]. *Power system protection and control*, 2015, 43(22): 134–140(in Chinese).
- [11] Boulanger A G, Chu A C, Maxx S, *et al.* Vehicle electrification: status and issues[J]. *Proceedings of the IEEE*, 2011, 99(6): 1116–1138.
- [12] 赵俊华, 文福拴, 薛禹胜, 等. 计及电动汽车和风电出力不确定性的随机经济调度[J]. *电力系统自动化*, 2010, 34(20): 22–29.
- Zhao Junhua, Wen Fushuan, Xue Yusheng, *et al.* Power system stochastic economic dispatch considering uncertain outputs from plug-in electric vehicles and wind generators[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2010, 34(20): 22–29(in Chinese).
- [13] 王鑫, 周步祥, 唐浩. 考虑用户因素的电动汽车有序充放电控制策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2018, 46(4): 129–137.
- WANG Xin, ZHOU Buxiang, TANG Hao. A coordinated charging/discharging strategy for electric vehicles considering customers' factors[J]. *Power System Protection and Control*, 2018, 46(4): 129–137(in Chinese).
- [14] Zhong J, He L, Li C, *et al.* Coordinated control for large-scale EV charging facilities and energy storage devices participating in frequency regulation[J]. *Applied Energy*, 2014, 123(15): 253–262.
- [15] 和敬涵, 谢毓毓, 叶豪东. 电动汽车充电模式对主动配电网的影响[J]. *电力建设*, 2015, 36(1): 97–102.
- HE Jinghan, XIE Yuyu, YE Haodong. Influence of electric vehicles charging modes on active network distribution[J]. *Electric Power Construction*, 2015, 36(1): 97–102(in Chinese).
- [16] MOHITI M, MONSEF H, LESANI H. A decentralized robust model for coordinated operation of smart distribution network and electric vehicle aggregators[J]. *Electrical Power and Energy Systems*, 2019, 104: 853–867.
- [17] 吴巨爱, 薛禹胜, 谢东亮. 电动汽车聚合商对备用服务能力的优化[J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(9): 75–81.
- WU Juai, XUE Yusheng, XIE Dongliang. Optimization of Reserve Service Capability Made by Electric Vehicle Aggregator[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(9): 75–81(in Chinese).
- [18] 蔡德福, 钱斌, 陈金富, 等. 含电动汽车充电负荷和风电的电力系统动态概率特性分析[J]. *电网技术*, 2013, 37(3): 590–596.
- Cai Defu, Qian Bin, Chen Jinfu, *et al.* Analysis on dynamic probabilistic characteristic of power grid connected with electric vehicle charging load and wind power[J]. *Power*

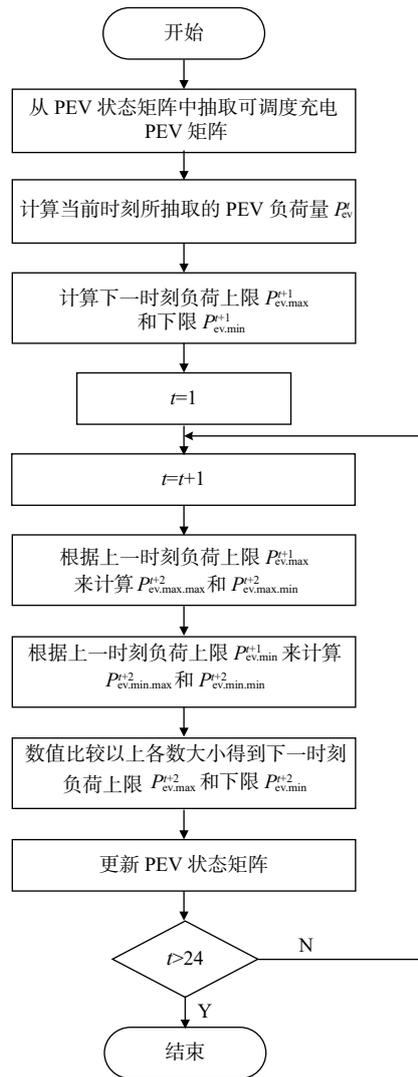
- System Technology, 2013, 37(3): 590–596(in Chinese).
- [19] 吴小珊, 张步涵, 袁小明, 等. 求解含风电场的电力系统机组组合问题的改进量子离散粒子群优化方法[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(04): 45–52+7.  
WU Xiaoshan, ZHANG Buhan, Yuan Xiaoming, *et al.* Solutions to Unit Commitment Problems in Power Systems With Wind Farms Using Advanced Quantum-inspired Binary PSO[J]. Proceedings of The Chinese Society for Electrical Engineering, 2013, 37(3): 45–52+7. (in Chinese).
- [20] 丁伟, 袁家海, 胡兆光. 基于用户价格响应和满意度的峰谷分时电价决策模型[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(20): 14–18.  
DING Wei, YUAN Jiahai, HU Zhaoguang. Time-of-use price decision model considering users reaction and satisfaction index[J]. Automation of Electric Power System, 2005, 29(20): 14–18(in Chinese).
- [21] 戴诗容. 电动汽车入网策略研究[D]. 成都: 西华大学, 2014.
- [22] 常方宇, 黄梅, 张维戈. 分时充电价格下电动汽车有序充电引导策略[J]. 电网技术, 2016, 40(9): 2609–2615.  
Chang Fangyu, Huang Mei, Zhang Weige. Research on coordinated charging of electric vehicles based on TOU charging price[J]. Power System Technology, 2016, 40(9): 2609–2615(in Chinese).
- 
- 收稿日期:** 2020–10–20
- 作者简介:**  
史文龙 (1995), 男, 硕士, 研究方向: 从事规模化电动汽车与电网交互机理方面的研究, E-mail: 875025816@qq.com;  
秦文萍 (1972), 女, 博士生导师, 通信作者, 研究方向: 从事电力系统可靠性分析、微电网运行与控制技术和微机保护, E-mail: qinwenping@tyut.edu.cn;  
姚宏民 (1993), 男, 博士, 从事电力系统运行与控制方面的研究, E-mail: syxxyhm@126.com;  
朱云杰 (1995), 男, 硕士, 从事微电网运行与控制方面的研究, E-mail: 853833059@qq.com;  
李家钰 (1996), 男, 硕士, 从事电力系统运行与控制方面的研究, E-mail: 1147439616@qq.com。

## 附录 A



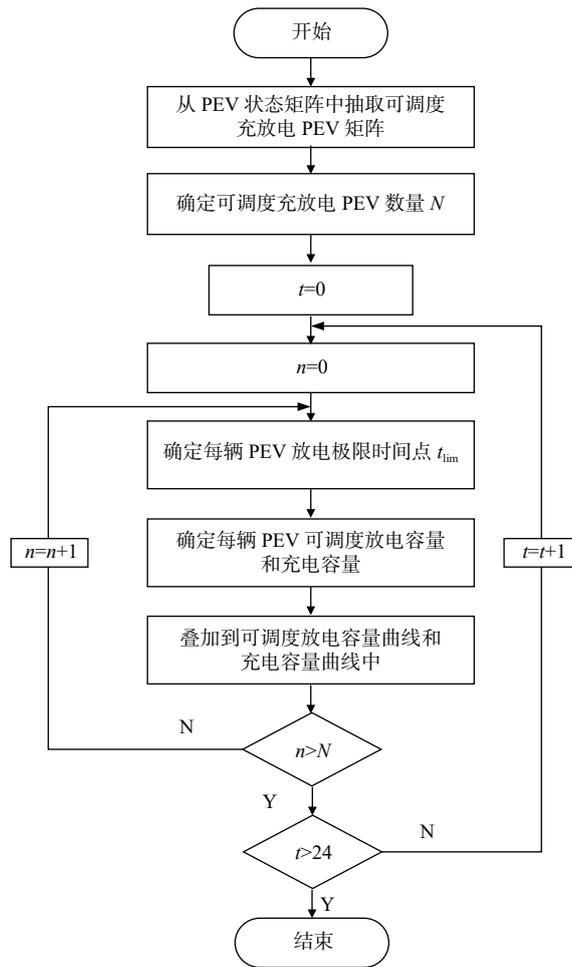
附图 A1 PEV 无序充电负荷预测流程图

Fig. A1 Flow chart of unordered charge load forecasting of PEV



附图 A2 可调度 PEV 负荷建模流程

Fig. A2 Load modeling process for schedulable PEV



附图 A3 可调度充放电 PEV 预测流程

Fig. A3 Forecasting process of schedulable charge-discharge PEV

附表 A1 10 机系统机组参数

Table A1 Unit parameters of 10 machine system

机组	$P_{Gi}^{\max}/MW$	$P_{Gi}^{\min}/MW$	$a_i/(\$ \cdot (MW^2 \cdot h)^{-1})$	$b_i/(\$ \cdot (MW^2 \cdot h)^{-1})$	$c_i/(\$ \cdot (MW^2 \cdot h)^{-1})$	机组	$T_i^{on}/h$	$T_i^{off}/h$	$T_i^{init}/h$	$S_{th}^i/(\$ \cdot h^{-1})$	$S_{th}^i/(\$ \cdot h^{-1})$	$T_i^c/h$
1	455	150	1000	16.19	0.00048	1	8	8	8	4500	9000	5
2	455	150	970	17.26	0.00031	2	8	8	8	5000	10000	5
3	130	20	700	16.60	0.00200	3	5	5	-5	550	1100	4
4	130	20	680	16.50	0.00211	4	5	5	-5	560	1120	4
5	162	25	450	19.70	0.00398	5	6	6	-6	900	1800	4
6	80	20	370	22.26	0.00712	6	3	3	-3	170	340	2
7	85	25	480	27.74	0.00079	7	3	3	-3	260	520	2
8	55	10	660	25.92	0.00413	8	1	1	-1	30	60	0
9	55	10	665	27.27	0.00222	9	1	1	-1	30	60	0
10	55	10	670	27.79	0.00173	10	1	1	-1	30	60	0