

# 新型电力系统背景下可再生能源参与 电力市场交易策略研究

樊东,毛锐,文旭,罗保松,夏春

(国家电网有限公司西南分部,四川成都 610041)

**摘要:**随着可再生能源接入比例和规模的扩大,可再生能源参与电力市场交易,多维度协同消纳正逐渐成为可再生能源并网发展趋势。从源荷两侧选取可再生能源场站、传统发电企业、电网企业等典型电力市场交易参与方,建立多方交易策略模型。利用合作型协同进化遗传算法求解纳什均衡,对各参与方的成本收益进行效益分析,为典型电力市场交易场景的多方交易策略模型的建立提供基础。通过算例计算分析表明,风电商与电动汽车用户联合组成虚拟电厂,参与电力市场交易所获得的利润比其单独参与电力市场的利润高出27.5%,说明虚拟电厂在充分利用风电资源的同时,还能调用电动汽车电源存储能力,创造更大的经济价值,具有更强的市场竞争力。

**关键词:**可再生能源;电力市场;多方交易策略;协同遗传进化算法

**中图分类号:**TM 72 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2021)05-0064-07

**DOI:**10.16527/j.issn.1003-6954.20210513

## Trading Strategy Research of Renewable Energy Participating in Electricity Market under New Power System

Fan Dong, Mao Rui, Wen Xu, Luo Baosong, Xia Chun

(Southwest Branch of State Grid Corporation of China, Chengdu 610041, Sichuan, China)

**Abstract:** With the expansion of the proportion and scale of renewable energy access, the participation of renewable energy in electricity market transaction and the multi-dimensional collaborative consumption are gradually becoming a development trend. It is proposed to select the typical trading subjects of electricity market, such as renewable energy stations, conventional power generation enterprises and power grid enterprises, from both sides of source and charge, and establish a multi-party trading strategy model. CCGA is adopted to solve the Nash equilibrium, and the efficiency analysis of cost and benefits of each participant is carried out, which provides the basis for the establishment of a multilateral trade policy model in typical electricity market transaction scenario. The example shows that the profit of participating in electricity market jointly is higher than that of participating in electricity market alone, which indicates that virtual power plant (VPP) can reasonably use the storage capacity of electric vehicle (EV) power supply, make full use of wind power resources, and become more competitive in the market.

**Key words:** renewable energy; electricity market; multi-party trading strategy; CCGA

## 0 引言

近年来中国可再生能源行业迅猛发展,风电、光伏装机容量均已成为世界第一,但可再生能源消纳问题突出<sup>[1]</sup>,已成为近年来的研究热点。可再生能源的消纳不仅仅局限于电力系统内部,还可以通过

参与电力交易,以市场化方式来进行,多途径、多维度共同促进可再生能源消纳。

目前各国电力市场的现状、市场参与方、交易品种和结算模式等均不相同。美国的电力市场包括:PJM 电力市场、加州电力市场和德州电力市场<sup>[2-3]</sup>。交易品种包括但不限于输电能量、容量、辅助服务、金融输电权等。结算模式以双结算模式

为主<sup>[4-6]</sup>。欧洲各国的电力市场机制,为“调度机构与交易机构分设+自愿参与现货交易所交易+区域边际电价出清”的市场基本架构<sup>[7-8]</sup>。

与国内电力交易市场相符合的中长期交易模式正被中国有序地推动进行。在考虑到各地的电力市场化交易程度及供需形势后,选择了山西、山东、四川等一批试点省份,作为推动电力现货市场建设工作的先行者<sup>[9-11]</sup>。目前各地区结合当地实际情况,正稳步推进现货市场建设,并取得了一些阶段性进展。

目前,对于可再生能源与多元负荷参与电力市场交易策略研究还较少。下面从源荷两侧选取可再生能源场站、传统发电企业、电网企业等典型电力市场交易参与方,从各参与方成本收益进行效益分析,以期为典型电力市场交易场景的多方交易策略模型的建立提供基础。

## 1 典型场景下关键参与方效益分析

### 1.1 可再生能源场站效益分析

#### 1.1.1 成本分析

可再生能源场站与多元负荷参与电力市场后,使得可再生能源场站的成本与收益都发生了相应的改变,以风电和光伏为例,从全寿命周期角度分析可再生能源场站的成本。

$$C_t = C_w + C_s + C_l + C_r + C_e \quad (1)$$

式中: $C_w$ 为风力发电机全寿命周期总成本; $C_s$ 为光伏发电机全寿命周期总成本; $C_l$ 为线路全寿命周期总成本; $C_r$ 为计及供电可靠性的系统电量损失总成本; $C_e$ 为运行造成的环境成本; $C_t$ 为系统总成本。

#### 1.1.2 收益分析

可再生能源场站新增收入主要包括风电场增加的售电收入 $\Delta I_{w,e}$ 和供热收入 $I_{w,h}$ 。

$$\Delta I_{w,e} = \sum P_{ew,w}^t \times P_w \quad (2)$$

$$I_{w,h} = A_{w,h} \times P_h \quad (3)$$

式中: $P_w$ 为风电场上网电价,元/kWh; $A_{w,h}$ 为供热面积, $10^4 \text{ m}^2$ ; $P_h$ 为热价,元/ $\text{m}^2$ 。

### 1.2 传统发电企业效益分析

#### 1.2.1 成本分析

在负荷水平相同的情况下,可再生能源参与电力市场交易后会挤占传统发电企业的发电空

间,其减少的发电量与电网输送的传统电力资源量大致相等<sup>[12]</sup>。

#### 1.2.2 收益分析

##### 1)降低的峰荷容量成本

用减少的新增装机成本表示降低的峰荷容量成本。

$$R_N = \Delta N_y \times I_j \quad (4)$$

$$\Delta N_x = e_x \Delta P_f \quad (5)$$

式中: $R_N$ 为接入后降低的峰荷容量成本; $I_j$ 为每个机组装机投资成本; $\Delta N_y$ 为由于实施需求响应而减少的峰荷容量; $\Delta P_f$ 为降低的峰荷电力; $e_x$ 为降低的峰荷容量系数。

##### 2)降低的传统能源燃料成本

$$R_f = W \times M_c \quad (6)$$

式中: $R_f$ 为接入可再生能源场站后降低的传统能源燃料成本; $W$ 为减少的传统能源用电量; $M_c$ 为每千瓦时发电量的传统能源燃料边际成本。

##### 3)降低的机组不正常启停成本

$$R_p = C_p \times I_p \quad (7)$$

式中: $R_p$ 为机组非常规启停成本; $C_p$ 为每次机组非常规启停成本; $I_p$ 为机组非常规启停次数。

##### 4)降低的环境破坏补偿开支

$$R_b = Q \times b \quad (8)$$

式中: $R_b$ 为接入可再生能源场站后降低的环境破坏补偿开支; $Q$ 为减少的破坏物排放量; $b$ 为政府规定的每千克破坏物补偿费。

##### 5)传统能源减缓建设效益

$$R_l = \Delta N_y \times \mu \frac{i \times (1+i)^t}{(i+1)^t - 1} \quad (9)$$

式中: $R_l$ 为接入可再生能源场站后节约的传统能源建设开支; $\Delta N_y$ 为系统接入可再生能源后可降低峰荷容量; $\mu$ 为每个机组的投资成本; $i$ 为基准利率; $t$ 为其可使用的周期。

### 1.3 电网企业效益分析

#### 1.3.1 成本分析

##### 1)减少的售电收入

$$C_{NR} = W \times p \quad (10)$$

式中: $C_{NR}$ 为减少的售电收入; $W$ 为减少的售电量; $p$ 为平均电价。

##### 2)系统安装维护成本及补贴

$$C_g = \frac{C}{n} + C_b + C_a \quad (11)$$

式中: $C_g$  为电力设备折扣; $C$  为由电网企业负责的多元负荷支持设备初始投资成本; $n$  为设备使用时长; $C_b$  为对设备进行保养的开支; $C_a$  为设备安装开支。

### 1.3.2 收益分析

#### 1) 降低的电网投资成本

$$R_l = \Delta N_r \times \frac{I_l}{N_r} \quad (12)$$

式中: $R_l$  为接入可再生能源场站降低的电网投资成本; $\Delta N_r$  为接入可再生能源场站后降低的电网容量; $I_l$  为整个系统电网投资的成本; $N_r$  为整个电网的容量大小。

#### 2) 降低的系统运行维护成本

$$M_b = \Delta N_r \times \frac{M_T}{N_r} \quad (13)$$

式中: $M_b$  为接入可再生能源场站后降低的系统运行维护成本; $M_T$  为系统总的运行维护成本。

#### 3) 提高的负荷率

$$L = L_2 - L_1 \quad (14)$$

式中: $L$  为提高的负荷率; $L_2$  为本年负荷率; $L_1$  为前一年负荷率。

## 1.4 电采暖用户效益分析

### 1.4.1 成本分析

蓄热式电采暖成本  $P_{\text{pay}}$  由静态投资成本  $P_{\text{pay,s}}$  和运行成本  $P_{\text{pay,r}}$  两部分组成。

$$P_{\text{pay}} = P_{\text{pay,s}} + P_{\text{pay,r}} \quad (15)$$

### 1.4.2 收益分析

综合收益  $P_{\text{inc}}$  分为供暖收益  $P_{\text{hot}}$  和辅助服务益  $P_{\text{as}}$  两部分,如式(16)一式(18)所示。

$$P_{\text{inc}} = P_{\text{hot}} + P_{\text{as}} \quad (16)$$

$$P_{\text{hot}} = m_{\text{hot}} \cdot S \quad (17)$$

$$P_{\text{as}} = \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T m_{\text{as}} \cdot \Delta P_{\text{eb-a}}(d, t) \quad (18)$$

式中: $S$  为蓄热式电采暖供暖面积,  $\text{m}^2$ ;  $m_{\text{hot}}$  为供暖收费,  $\text{元}/\text{m}^2$ ;  $m_{\text{as}}$  为辅助服务收费标准,  $\text{元}/\text{MW}$ ;  $\Delta P_{\text{eb-a}}$  为提供辅助服务电力,  $\text{MW}$ 。

## 1.5 电动汽车用户效益分析

### 1.5.1 成本分析

#### 1) 设备投资成本 $C_F$

$$C_F = C_{F1} \times N + C_{F2} \times N + C_{F3} \times N' \quad (19)$$

式中: $C_{F1}$  为每个电动汽车(electric vehicle, EV)控制设备成本; $C_{F2}$  为每个电动汽车通讯设备(接收器/传

输器)的成本; $C_{F3}$  为整个电动汽车控制中心的搭建成本。

#### 2) 设备运行维护成本 $C_{\text{OM}}$

$$C_{\text{OM}} = C_F \times \eta \quad (20)$$

式中, $\eta$  为运行维护开支比例。

### 1.5.2 收益分析

#### 1) 放电增加的收益 $R_{\text{EV1}}$

$$R_{\text{EV1}} = \sum_{t=1}^T (P'_{t,d} L'_{t,d} - P_{t,d} L_{t,d}) \quad (21)$$

式中: $P_{t,d}$  和  $P'_{t,d}$  分别为多元负荷参与电力市场前和参与电力市场后 EV 在  $t$  时的放电价格; $L_{t,d}$  和  $L'_{t,d}$  分别为多元负荷参与电力市场前和参与电力市场后 EV 在  $t$  时的放电负荷。

#### 2) 充电节约的电费支出 $R_{\text{EV2}}$

$$R_{\text{EV2}} = \sum_{t=1}^T (P_{t,c} L_{t,c} - P'_{t,c} L'_{t,c}) \quad (22)$$

式中: $P_{t,c}$  和  $P'_{t,c}$  分别为多元负荷参与电力市场前和参与电力市场后 EV 在  $t$  时的充电价格; $L_{t,c}$  和  $L'_{t,c}$  分别为多元负荷参与电力市场前和参与电力市场后 EV 在  $t$  时的充电负荷。

## 2 多方交易策略模型

### 2.1 多个参与方交易的博弈框架

各个能源相互交融的形式越来越突出,传统的电力交易模式已经不再适应。以多个参与方共同参与的多能源形式的新型电力市场正在成为主流<sup>[13]</sup>。各个参与方均能独立地参与电力市场,并基于交易博弈策略实现自治及矛盾解决,最终实现各方平衡,达到平衡的微电网<sup>[14]</sup>,图1为多个参与方交易的博弈框架图。

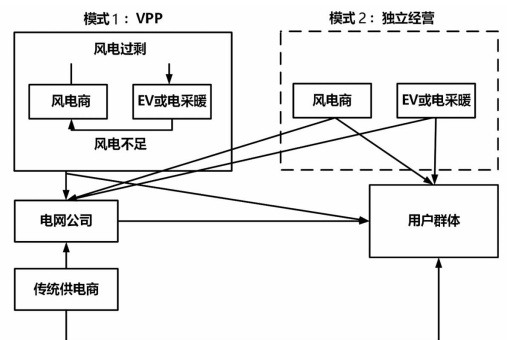


图1 多个参与方交易的博弈框架

图1描述了两种典型的多参与方交易模式。第1种模式为风电供应商和EV商共同合作组成

虚拟电厂(virtual power plant, VPP),以解决风电过剩或者风电不足问题,并且达到供应商利益最大化,称之为VPP模式。另一种模式为风电商及EV商各自独立经营,参与电力交易市场,称之为独立经营模式。两种经营模式在日前电力市场中均存在,由用户根据自身情况进行选择。同时在图1中,传统供电商也可以依据自身经营情况,选择将电能销售给电力输送网络运营商或者直接销售给用户,以实现利益最大化。

## 2.2 博弈策略建模

设用户群体数量为 $M$ ,电力输送网络运营商、传统电力供应商和VPP供应商的用户数量分别为 $I$ 、 $J$ 、 $H(I+J+H=M)$ ;用 $q_i^{u \cdot i}$ 、 $q_i^{u \cdot j}$ 和 $q_i^{u \cdot h}$ 分别表示电力输送网络运营商、传统电力供应商和VPP供应商用户在 $t$ 时段的电能需求; $\beta$ 为过网服务费系数; $p_i^d$ 、 $p_i^e$ 和 $p_i^z$ 分别为电力传输网络运营商、传统能源电力公司和VPP模式下的新型电力供应商在某个时段 $t$ 的电力售价。

### 2.2.1 VPP供应商的策略模型

此模型以模拟风电场场景为基础,通过过去某个时段 $t$ 的 $N$ 个场景的风电出力大小,以VPP模式进行建立。在此模型中风电场的出力具有不确定性,同时EV或蓄热式电采暖商所需要的电量大小也完全由用户行为来确定。

在上述情形下, $t$ 时段内的EV商或蓄热式电采暖商购进的总电量 $N_t^y$ 为

$$N_t^y = q_i^{v \cdot in} + F_t^y \quad (22)$$

式中, $q_i^{v \cdot in}$ 、 $F_t^y$ 分别为EV或蓄热式电采暖在 $t$ 时段的套利充电量、行驶需求电量。

$t$ 时段EV商或蓄热式电采暖商向电力市场的净输出 $q_i^v$ 为

$$q_i^v = \max[(q_i^{v \cdot out} - N_t^y), 0] \quad (23)$$

式中, $q_i^{v \cdot out}$ 为EV或蓄热式电采暖在 $t$ 时段的套利放电量。

$t$ 时段VPP的总投标出力为

$$Q_i^{VPP} = Q_i^w + q_i^v \quad (24)$$

当风力发电场和EV商或蓄热式电采暖共同合作运营时,有很大概率会出现预测偏差。当预测量小于实际发电量时,多发出的电量只能弃用;当预测量大于实际发电量时,由于供电不足,当地电力监管部门可能会对这种行为进行罚款<sup>[15]</sup>。因此,将VPP的目标函数描述如下:

$$\max R^z = \sum_{t=1}^T S_t^{VPP} - \sum_{t=1}^T C_t^{VPP} \quad (25)$$

式中: $S_t^{VPP}$ 为VPP商向电力市场供电所获取的收益; $C_t^{VPP}$ 为VPP商成本。

$$\text{s. t. } S_t^{VPP} = p_t^w Q_t^w + p_t^{v \cdot out} q_i^{v \cdot out} \quad (26)$$

式中, $p_t^w$ 、 $p_t^{v \cdot out}$ 分别表示某时段 $t$ 内,风力发电厂商和EV商或蓄热式电采暖商的电力售价。

$$C_t^{VPP} = c p_t^w \Delta Q_t^{VPP} + r(q_i^{v \cdot out} + \sum_{s=1}^N \rho_{t,s} L_{t,s}^{out}) + u_t^v + \beta q_i^{u \cdot h} \quad (27)$$

式中: $\Delta Q_t^{VPP}$ 为供电不足时的差值; $c$ 为惩罚系数; $r$ 为老化系数; $\rho_{t,s}$ 为 $t$ 时段场景 $s$ 的发生概率; $L_{t,s}^{out}$ 为 $t$ 时段场景 $s$ 下EV商或蓄热式电采暖商向风电商弥补的电量; $q_i^{u \cdot h}$ 为 $t$ 时段中标VPP售卖给用户 $h$ 的购电需求。

$$u_t^v = \sum_{i=1}^T [r_0(p_i^d N_t^y + \delta \theta_i^{dv}) + r_1(p_i^e N_t^y + \delta \theta_i^{ev}) + r_2(p_i^z N_t^y + \delta \theta_i^{zv})] \quad (28)$$

式中: $\theta_i^{dv}$ 、 $\theta_i^{ev}$ 、 $\theta_i^{zv}$ 分别为电力输送网络运营商、传统能源电力供应商和VPP模式下的供电商进行单位电量传输时产生的网损; $\delta$ 为损耗参数。

$$Q_t^{balance} = \sum_{s=1}^N (q_{t,s}^w + L_{t,s}^{out} - L_{t,s}^{in}) - Q_t^{VPP} \quad (29)$$

式中: $Q_t^{balance}$ 为VPP模式下的供电商出力预测量与实际值的差值; $q_{t,s}^w$ 为风电机在 $t$ 时段场景 $s$ 下的出力。

$$\Delta Q_i^{VPP} = \begin{cases} -Q_t^{balance} & \text{当 } Q_t^{balance} < 0 \\ 0 & \text{当 } Q_t^{balance} > 0 \end{cases} \quad (30)$$

$$N_t^y + L_t^{in} \leq S_{max}^{v \cdot in} \quad (31)$$

$$q_i^{v \cdot out} + L_t^{out} \leq S_{max}^{v \cdot out} \quad (32)$$

式(30)为 $\Delta Q_i^{VPP}$ 惩罚值计算规则;式(31)、式(32)表示EV或蓄热式电采暖在 $t$ 时段的总充电功率、放电功率不大于上限功率 $S_{max}^{v \cdot in}$ 和 $S_{max}^{v \cdot out}$ 。

$$Q_t^w \leq Q_{max}^w \quad (33)$$

式(33)表示由于风电场出力限制,其最大发电值小于出力上限 $Q_{max}^w$ 。

### 2.2.2 用户群体的策略模型

在用电量得到满足的条件下,用户会根据电力价格或其他因素选择更为适合自己的供电商来进行供电。为了简化模型,以用户利益最大化作为策略博弈的最终目的,则其效用函数 $k^u$ 为

$$k^u = \varphi \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^M q_t^m \quad (34)$$

式中:  $\varphi$  为用户的电力效益系数;  $q_t^m$  为用户  $m$  在  $t$  时段的用电量。

用户实体的成本  $E^u$  是向供电商支付的电费, 可表示为

$$E^u = \sum_{t=1}^T \left( \sum_{i=1}^I p_i^d q_t^{u \cdot i} + \sum_{j=1}^J p_j^g q_t^{u \cdot j} + \sum_{h=1}^H p_h^z q_t^{u \cdot h} \right) \quad (35)$$

因此, 用户群体的目标函数为

$$\max R^u = K^u - E^u \quad (36)$$

### 2.2.3 传统电力供应商的策略模型

传统电力供应商某时段  $t$  内所能提供的总功率为  $Q_t^g$ 。在电力市场多供电商相互博弈的框架下, 传统电力供应商会将部分电力直接出售给用户, 另一部分通过出售给电力输送网络运营商来获取更大的利润<sup>[16]</sup>。直接出售给用户的电力由于需要经过电力输送网络运营商输送, 因此需缴纳一定数额的服务费。传统电力供应商的利益构成  $K^g$  为

$$K^g = \sum_{t=1}^T p_t^g Q_t^g \quad (37)$$

成本函数  $E^g$  为

$$E^g = \sum_{t=1}^T \left\{ [a_0 (Q_t^g)^2 + b_0 Q_t^g + c_0] + \beta \sum_{j=1}^J q_t^{u \cdot j} + \delta (\theta_t^{gj} + \theta_t^{gd}) \right\} \quad (38)$$

式中: 目标函数由传统电力供应商的发电成本, 上交电力输送网络运营商的服务费及输送过程中的损耗三方面构成;  $a_0$ 、 $b_0$ 、 $c_0$  为定值;  $\theta_t^{gj}$ 、 $\theta_t^{gd}$  分别为某时段  $t$  内用户和电力网络服务商的损耗;  $\delta$  为损耗系数。

传统电力供应商的目标函数为

$$\max R^g = K^g - E^g \quad (39)$$

电力供应商决策时的约束条件为:

$$Q_{\min}^g \leq Q_t^g \leq Q_{\max}^g \quad (40)$$

$$-\Delta Q_{\downarrow}^g \leq Q_t^g - Q_{t-1}^g \leq \Delta Q_{\uparrow}^g \quad (41)$$

式中:  $Q_{\min}^g$ 、 $Q_{\max}^g$  分别为电力供应商的发电限制;  $\Delta Q_{\uparrow}^g$ 、 $\Delta Q_{\downarrow}^g$  分别为电力供应商的瞬时功率变化最值。

### 2.2.4 电力输送网络运营商的策略模型

电力输送网络运营商的利益来源由直接向用户收取电费和收取发电商服务费两种模式来获取。此外, 电力输送网络运营商在输送电能的同时, 应保证

电能质量、系统安全等作为社会公共事业企业应承担的责任。运营过程中会出现设备检修、更换、建设及运营成本<sup>[17]</sup>。

电力输送网络运营商的收益可用用户所支付的电费、传统电力供应商和 VPP 商所缴纳的服务费三项之和来表示。

$$K^d = \sum_{t=1}^T \left( \sum_{i=1}^I p_i^d q_t^{u \cdot i} + \sum_{j=1}^J \beta q_t^{u \cdot j} + \sum_{h=1}^H \beta q_t^{u \cdot h} \right) \quad (42)$$

成本函数  $E^d$  为

$$E^d = \sum_{t=1}^T [p_t^d (Q_t^g - \sum_{j=1}^J q_t^{u \cdot j}) + p_t^d (Q_t^w - \sum_{h=1}^H q_t^{u \cdot h}) + \delta \theta_t^{dj}] \quad (43)$$

式中, 电力输送网络运营商的成本由购买电力的成本和运营成本共同构成。

电力输送网络运营商的目标函数为

$$\max R^d = K^d - E^d \quad (44)$$

## 2.3 模型求解算法

### 2.3.1 多方博弈的纳什均衡

在非合作的博弈模型下, 各独立运营商并不知道其他运营方的交易信息, 独立作出决定, 希望实现自身利益最大化。设运营商  $i$  的决策组合为  $X_i = [x_i^1, x_i^2, x_i^3, \dots]$ , 则所有运营商的决策组合集为  $P = \{X_1, X_2, X_3, \dots, X_n\}$  ( $n$  为交易体总数量), 对应的效益为  $R = \{Y_1, Y_2, Y_3, \dots, Y_n\}$ 。当达到纳什均衡时, 即任何交易体在其他博弈方已有决策下获得最大收益, 均衡解  $P^* = \{X_1^*, X_2^*, X_3^* \dots, X_n^*\}$ , 满足:

$$Y_i(P^* \parallel X_i) \leq Y_i(P^*), \forall i \quad (45)$$

式中,  $P^* \parallel X_i$  表示当运营商  $i$  改变  $P^*$  中自己的交易决策时, 并不对其他运营商的交易决策造成影响。

### 2.3.2 基于合作型协同进化遗传算法求解

合作型协同进化遗传算法 (cooperative co-evolutionary genetic algorithm, CCGA) 以多种群协同演化机制为基础, 考虑到不同自然物种在基因遗传过程中相互不影响<sup>[18]</sup>, 各物种又通过自然界生态系统共同协调为基础。CCGA 将复杂的非线性大规模场景进行拆解, 以多个子场景进行求解优化, 最后再带入整体中协调, 最终实现整体的共同优化<sup>[19]</sup>。

在电力市场多运营商博弈过程中, 将每个博弈体看作是一个总群, 利用 CCGA 进行全局优化。算法框图如图 2 所示。

CCGA 的步骤如下:

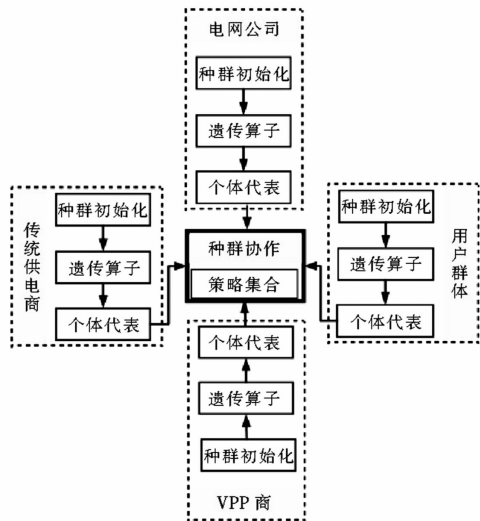


图 2 CCGA 框架

力限制为  $Q_{\min}^s = 100 \text{ MW}$ ,  $Q_{\max}^s = 200 \text{ MW}$ ; 瞬时功率变化限制  $\Delta Q_{\text{down}}^s = \Delta Q_{\text{up}}^s = 30 \text{ MW}$ 。模型的种群大小为 180, 各种群相互交叉的概率为 0.85, 种群内发生异变的概率为 0.18, 迭代总次数为 1200。

在上述条件下, 用户群体的总负荷需求量如图 3 所示, 可以看出, 负荷需求量较小的时段出现在 0~7 h, 高峰负荷需求量较大的时段出现在 8~23 h。

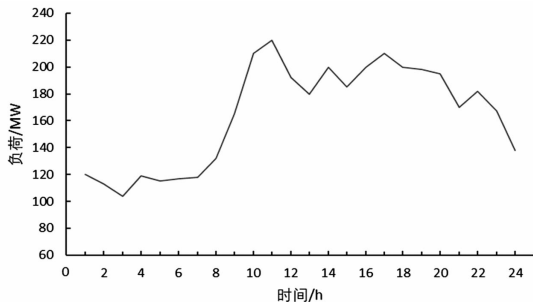


图 3 用户群各时段总负荷

1) 进行传统供电商、电网公司、用户、VPP 商的种群初始化参数设置。

2) 选择合适的遗传算子及最优粒子, 形成策略集合。

3) 种群协作。各种群协作, 进行共同优化, 保留优化效果最好、整体最为平衡的个体代表, 进行下一代遗传。

4) 重复步骤 2 和步骤 3, 到符合全局优化标准为止, 最终保留的策略集合即为博弈均衡解。

### 3.2 算例结果

对比风力发电场商和 EV 商合作联营, 以 VPP 模式参与电力市场交易和分别独立参与电力市场交易两种模式。得到如图 4 所示的博弈均衡时的利润对比图。

## 3 典型电力市场场景的多方交易策略

本章选取 EV 和风电场参与电力市场的典型场景, 验证第 2 章所建立的多方交易策略模型的有效性。

### 3.1 算例基本参数

假设 10 000 km<sup>2</sup> 的正方形区域内有前面所提及的传统电力供应商、电网公司、VPP 商各一个, 100 个用户群体随机分布在此区域内。电气距离为各参与方相距的直线距离大小, 每千米线路的电阻设为 0.23 Ω, 整个电网的线路平均电压为 12.3 kV; 当 VPP 发电量少于需求时, 惩罚系数  $c = 1.6$ ; EV 商所搭载的蓄电池的老化系数  $r = 0.14$ ; 电力输送网络运营商收取的服务费系数  $\beta = 0.15 \text{ 元}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ ; 运行维护成本  $\delta = 0.77 \text{ 元}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ ; EV 功率交换限制为  $S_{\max}^{v,\text{in}} = S_{\max}^{v,\text{out}} = 50 \text{ MW}$ ; 风电商的最大输出功率  $Q_{\max}^i = 120 \text{ MW}$ ; EV 的蓄电所需时间为  $t = 0 \sim 7 \text{ h}$ , 可供电时间为  $t = 8 \sim 23 \text{ h}$ 。传统电力供应商的发电成本系数为  $a_0 = 0.56, b_0 = 14.5, c_0 = 6.5 \times 10^3$ ; 极限出

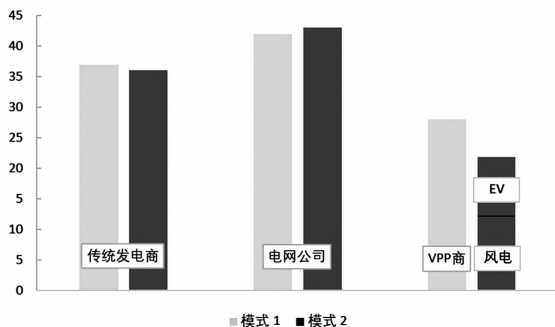


图 4 两种模式的利润对比

从图 4 可以看出: 两种模式下, VPP 模式的总利润明显高于独立参与市场交易的模式。其中, 独立参与电力市场交易的 EV 商和风电商利润之和为 21.8 万元, 而以 VPP 模式参与电力市场交易的利润值达到了 27.8 万元, 利润增加值达到了 27.5%。

结果表明, 采用 VPP 模式参与电力市场运行能够更好地利用 EV 资源和风力发电资源, 在减少弃风现象和降低出力预测偏差的同时获得了更大的经济效益。

## 4 结 论

主要通过对可再生能源场站、发电企业、电网企

业、电采暖用户以及 EV 等关键参与方在典型场景下的效益分析,构建 VPP 商、用户群体、传统电力供应商以及电力输送网络运营商的策略模型;通过 CCGA 进行求解,并以实际算例验证了所建立模型的合理性和有效性。算例结果表明,风电商与 EV 用户联合组成虚拟电厂,参与电力市场交易所获得的利润比其单独参与电力市场的利润更高,说明 VPP 在充分利用风电资源的同时,还能调用 EV 电源存储能力,创造更大的经济价值,具有更强的市场竞争力。

### 参考文献

- [1] Seyed Mehdi Hakimi, Arezoo Hasankhani, Miadreza Shafiekhah, et al. Stochastic planning of a multi-microgrid considering integration of renewable energy resources and real-time electricity market[J]. *Applied Energy*, 2021, 298(3):117215.
  - [2] 甘倍瑜,王健,田琳,等. 美国电力市场违约风险量化机制分析[J]. *电网技术*, 2020, 44(6):2087-2097.
  - [3] 陈达鹏,荆朝霞. 美国调频辅助服务市场的调频补偿机制分析[J]. *电力系统自动化*, 2017, 41(18):1-9.
  - [4] Jesús A Rodríguez-Sarasty, Sébastien Debia, Pierre-Olivier Pineau. Deep decarbonization in Northeastern North America: The value of electricity market integration and hydropower[J]. *Energy Policy*, 2021, 152:112210.
  - [5] 陈晓东,田琳,甘倍瑜,等. 美国电力批发市场的信用额度评估机制分析[J]. *电力系统自动化*, 2018, 42(19):98-105.
  - [6] 廖侃,丁肇豪,舒隽,等. 欧美电力市场操纵行为监管原则分析及其对中国的启示[J]. *电力系统自动化*, 2020, 44(14):1-8.
  - [7] Markus Fleschutz, Markus Bohlayer, Marco Braun, et al. The effect of price-based demand response on carbon emissions in European electricity markets: The importance of adequate carbon prices[J]. *Applied Energy*, 2021, 295:117040.
  - [8] Ksenia Poplavskaya, Gerhard Totschnig, Fabian Leimgruber, et al. Integration of day-ahead market and redispatch to increase cross-border exchanges in the European electricity market[J]. *Applied Energy*, 2020, 278:115669.
  - [9] 陆展辉,荆朝霞,陈柏柯. 电力现货市场前瞻优化的周期选择[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(12):84-91.
  - [10] 伊书鑫,胡健,路尧,等. 电力现货市场中多虚拟电厂交易策略[J/OL]. *控制工程*:1-6[2021-06-20]. <https://doi.org/10.14107/j.cnki.kzgc.20200574>.
  - [11] He YongXiu, Liu PeiLiang, Zhou Li, et al. Competitive model of pumped storage power plants participating in electricity spot Market—in case of China[J]. *Renewable Energy*, 2021, 173:164-176.
  - [12] 彭春华,刘懿,孙惠娟. 计及条件风险成本的含 EH-CSP 电站多源发电系统优化运行[J/OL]. *中国电力*:1-11[2021-06-20]. <https://kns.cnki.net.webvpn.ncepu.edu.cn/kcms/detail/11.3265.TM.20210304.1342.007.html>.
  - [13] 郭洪武. 可再生能源多能协同调度优化及效益均衡模型研究[D]. 北京:华北电力大学,2020.
  - [14] Mohamed Elgamal, Nikolay Korovkin, Akram Elmitwally, et al. Robust multi-agent system for efficient online energy management and security enforcement in a grid-connected microgrid with hybrid resources[J]. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2020, 14(9):1726-1737.
  - [15] 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,2020.
  - [16] 朱国荣,单钰淇,劳咏昶,等. 电力现货市场环境下的火电厂定价策略研究—基于短期竞价博弈模型的分析[J]. *价格理论与实践*, 2020(6):92-96.
  - [17] Rui Gao, Hongxia Guo, Ruihong Zhang, et al. A Two-Stage Dispatch Mechanism for Virtual Power Plant Utilizing the CVaR Theory in the Electricity Spot Market[J]. *Energies*, 2019, 12(17):3402-3402.
  - [18] 王红野,何俐,王雪峰,等. 风电与电动汽车组成虚拟电厂参与市场的多参与方博弈[J]. *可再生能源*, 2020, 38(12):1686-1692.
  - [19] 许多红,郭靖琪,丁筱筠,等. 基于协同进化遗传算法的配电网风光储联合经济调度[J]. *电工电能新技术*, 2020, 39(6):51-57.
- 作者简介:**
- 樊东(1989),男,工程师,从事电网运行和电力市场相关工作;
- 毛锐(1981),男,高级工程师,从事电网运行和电力市场相关工作;
- 文旭(1978),男,高级工程师,从事电网运行和电力市场相关工作;
- 罗保松(1986),男,高级工程师,从事电网运行和电力市场相关工作;
- 夏春(1989),男,工程师,从事电网运行相关工作。
- (收稿日期:2021-08-24)