

# 一种基于微电网需求响应的竞价策略中心模型

江叶峰

国家电网江苏省电力公司电力调控控制中心 江苏 南京 210024

**【摘要】**由于风力发电和光伏发电的不确定性和有限的可预测性，这些参与大多数电力市场的资源在市场结算期间会受到重大偏差处罚。为了平衡不可预测的风力和光伏功率变化，系统运营商需要安排额外的储备。本文提出了风电和光伏能源的最优综合参与模型，包括需求响应模型、存储设备模型、可调度的分布式发电模型（微电网或虚拟微电网），以增加其市场内的收益。该市场在交付时间前 3-7 小时考虑，以便更新合同能源量，以减少微电网的发电偏差。在制定微电网生产商和负荷的投标策略时，考虑了一种随机规划方法。该优化模型的特点是对多个情景进行分析，同时处理风电和光伏发电、市场内部和不平衡价格三种不确定性。为了预测这些不确定性变量，采用了基于神经模糊的方法。历史数据用于预测未来价格以及调整市场中的风电和光伏发电产量。同时，考虑了基于预测误差和真实历史数据的概率方法，对风电和光伏发电未来的即时电价和不平衡电价进行了估算。

**【关键词】** 市场竞价策略；储能微电网；需求响应

## A bidding strategy center model based on demand response of microgrid

Yefeng Jiang

Electric power regulation and control center of State Grid Jiangsu electric power company, Jiangsu, Nanjing, 210024

**Abstract:** Due to the uncertainty and limited predictability of wind and photovoltaic power generation, these resources that participate in most electricity markets will be subject to significant deviations during market settlement. To balance unpredictable changes in wind and photovoltaic power, system operators need to arrange for additional reserves. This paper proposes an optimal comprehensive participation model for wind power and photovoltaic energy, including demand response models, storage device models, and schedulable distributed generation models (microgrids or virtual microgrids) to increase their returns in the market. The market is considered 3-7 hours before the delivery time in order to update the contracted energy volume to reduce the generation bias of the microgrid. In developing bidding strategies for microgrid producers and loads, a stochastic planning method was considered. The optimization model is characterized by analysis of multiple scenarios, and simultaneously deals with the three uncertainties of wind power and photovoltaic power generation, internal market and unbalanced prices. To predict these uncertain variables, a method based on neural fuzzy is used. Historical data is used to predict future prices and adjust wind and photovoltaic production in the market. At the same time, a probabilistic method based on prediction errors and real historical data is considered, and the future instantaneous and unbalanced electricity prices of wind and photovoltaic power generation are estimated.

**Keywords:** market bidding strategy; energy storage microgrid; demand response

### 引言

放松管制是电力行业一种全新的模式，其主要目标是增强竞争和经济效益，为消费者带来新的选择<sup>[1]</sup>。未来时间范围的电价是根据消费者和发电机组的报价确定的。由于太阳能和风力发电的不可调度性质<sup>[2]</sup>，这些能源的未来产量估计使用短期预测工具。不可调度资源存在两种不确定性，这是使其进入竞争性电力市场的主要挑战<sup>[3]</sup>。这些不确定性是由风能和太阳能资源以及电力市场价格产生的。电力市场价格的不确定性可以包含 DM、IM 和不平衡价格，尤其是风能和太阳能资源的不确定性是风速和太阳辐射。根据放松管制的规定，风能和太阳能生产商应在不知道确切发电价值的情况下，每小时宣布其对未来电力市场的报价。这种严重性导致计划能源和交付能源之间产生差异，这构成了不平衡能源，

应受到平衡市场的惩罚<sup>[4]</sup>。为了缓解能源不平衡，其他生产商必须减少或增加产量，这会造成风能和太阳能资源的经济损失。因此，风能和太阳能资源的市场竞价策略是减少这种偏差的一个重要问题<sup>[5,6]</sup>。

本文提出了一种新的储能微电网市场竞价策略。为了增加利润和降低不平衡成本，采用随机优化的方法，在微网格中建立了一个基于需求响应和需求响应的集中管理数学模型。提出调整市场的联合竞价策略，以更新每日市场竞价。这种市场内部更新可以提高风电和光伏发电的预测能力，应对不平衡成本，增加微电网资源的利润。

## 1 参数和背景

### 1.1 日前和日内市场

在本文中, 电力市场由若干个子市场组成, 具有不同的计划范围。大部分能量是在日常电力市场交易, 所有耗电设备和发电机各单位根据上次预测向每日市场提交竞价标书。在关门时间(上午 10:00)提供从 15 小时到 38 小时的水平。将提供的最低价格从已接受的销售竞价中获得足够的电力, 以满足所有接受的采购投标被确定为 DM 价格。卖方和买方都会在交货日(定义为日内市场)的预定时间更新他们的 DM 时间表。所有的消费者和生产者都有兴趣制造在更新交货日要求时进行调整, 以及输出能力和整个交货日期。所考虑的 IM 由六个会话组成, 其中不同的地平线时间。预测的负荷和日前市场价格如图 1 所示。日内市场的交易对微电网组件资源更有利, Because SE 可以针对较短的时间范围进行更准确的预测。风电和太阳能资源在 DM 市场的参与, 需要预测未来 36 小时内这些资源的发电量。由于风力发电和太阳能发电的随机性, 对这种能源两天的预测会导致预测值和实时值之间存在较大偏差。日内市场的交易对风能和太阳能资源更有利, 因为可以对更短的时间范围做出更准确的预测。

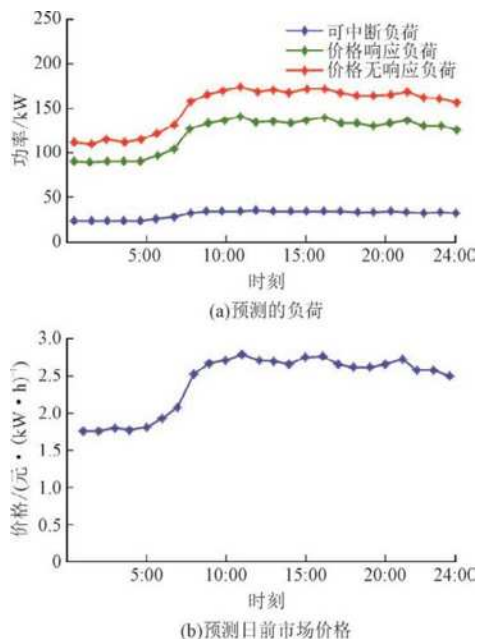


图 1 预测的负荷和日前市场价格

Fig.1 Forecasts of loads and day-ahead market prices

### 1.2 不平衡定价

预测误差, 即调度和实时发电之间的不匹配, 被定义为不平衡功率。这种偏差可能会给系统操作员带来很大的问题, 因此需要平衡发电机功率的意外盈余或不足。

### 1.3 需求响应参与

DR 指的是为激励轮班而制定的计划。根据终端用户的电力弹性系数  $t$ 。弹性被描述为负荷对电价的反应。在高峰时段, 需求方可以更好地适应通过减少消费。在本研究中, 需求侧参与被认为是一个很好的补充, 可以

处理微电网中的正负不平衡。一开始, 消费者经理估计了在日内市场的后 3 小时内减少/增加。然后, MG 经理考虑到医生参与和所有不确定因素。第三, 考虑的预测问题和不确定性为了让 DGS 参与电力市场, 它是他们必须在远期市场上提交投标书。在本节中, 电价、风电和光伏发电量预测详细讨论。此外, 本节还介绍了模型考虑三个不确定参数的不确定性包括微电网资源电力、信息技术和不平衡价格, 通过 IPP 提交最优投标书并参与需求响应。

### 1.4 预测价格

在电力市场, 发电机和消费品公司提交未来 24 小时的电力销售和购买投标。向市场提交的投标构成发电公司的利润。因此, 准确的价格估计对于生产者实现利润最大化和消费者实现公用事业最大化至关重要。一些研究报告了各种价格预测方法, 包括神经模糊<sup>[7]</sup>、神经网络<sup>[8,9]</sup>和时间序列模型<sup>[10]</sup>。在本研究中, 为了预测每一个市场价格, 采用了一个自适应神经模糊推理系统 (ANFIS) 模型 (详见 [7])。该聚类算法是根据前一天的价格数据来确定下一个 DM 价格的。在日内市场中, 通过对投标书的优化更新, DM 价格将在即时消息中的投标时知道; 因此, 预测采用该方法对进口商品价格和不平衡价格进行预测。到每日预测采用同样的方法进行 DM 投标估算。

### 1.5 风电和光伏发电预测

在未来一天交易光伏和风力发电市场内部要求预测未来风电和光伏发电的前景, 并具有可接受的可靠性。在 IM 视界, PV 和 WT 的 DM 投标是已知的。为了考虑预测光伏发电量、风速和价格的合适模型, 采用了 ANFIS 模型。风电估计器模型将风速的季节性和年性数据用于 DM 和 IM 中的电力预测资源, 同样考虑了预测光伏发电量的方法。

### 1.6 生成方案

随机规划是求解不确定性问题的常用方法。在 SP 中, 生成每个随机变量的多个场景。然后, 利用所有随机变量生成的场景。在这里, 树的每一个分支对应一个场景, 具有特定的风电和光伏功率剖面、市场内部、不平衡价格剖面和场景发生的概率。这些方案应在运营日之前的上述市场内投标时可用。为了使即时信息和不平衡的价格, 风能和光伏资源电力情景, 首先, 神经模糊输出提供前一个月预测。然后, 计算出该月预测误差的小时值。在下一步中, 针对每个误差值的百分比, 得到了预测误差的概率分布函数。最后, 通过预测这些随机变量的下一个运行周期 (提供周期), 并考虑预测误差的概率分布函数, 情景这些变量可以推导出来。

## 2 模型建立

### 2.1 风力涡轮机模型

根据预测的 DM、IM 和不平衡价格, 描述了风电机组在结算期内的预期利润。如<sup>[11]</sup>:

$$F_{WT} = F_{DA}^{WT} + F_{IM}^{WT} + F_{UB}^{WT} \quad (1)$$

$F_{DA}^{WT}, F_{IM}^{WT}, F_{UB}^{WT}$  是 DM、IM 和不平衡利润风力发电机，分别定义如下：

$$F_{DA}^{WT} = \sum_{t \in T} \pi_{DA,t} P_{WT,DA,t} \quad (2)$$

$$F_{IM}^{WT} = \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \rho_t^s \pi_{IM,t}^s (P_{WT,IM,t}^s - P_{WT,DA,t}^s) \quad (3)$$

$$F_{UB}^{WT} = \begin{cases} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \rho_t^s \alpha_{up,t}^s \pi_{DA,t}^s (P_{WT}^s - P_{WT,IM,t}^s) u_{ub,WT,t}^s \\ \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \rho_t^s \alpha_{down,t}^s \pi_{DA,t}^s (P_{WT}^s - P_{WT,IM,t}^s) (1 - u_{ub,WT,t}^s) \end{cases} \quad (4)$$

UB; WT; t 是一个二进制变量，如果  $P_{WT,GEN,t}^s \geq P_{WT,Update,t}$ ，是 1，否则就是 0。

输出功率限制如下：

$$0 \leq P_{WT,t} \leq P_{WT}^{\max}$$

## 2.2 光伏系统建模

光伏系统在电力市场上的预期利润被认为与风电机组的预期利润相似。由于生产和市场价格的不确定性，光伏利润计算如下：

$$F_{PV} = F_{DA}^{PV} + F_{IM}^{PV} + F_{UB}^{PV} \quad (5)$$

$F_{DA}^{PV}, F_{IM}^{PV}, F_{UB}^{PV}$  不平衡量与风机利润相同，且表示为：

$$F_{DA}^{PV} = \sum_{t \in T} \pi_{DA,t} P_{PV,DA,t} \quad (6)$$

$$F_{IM}^{PV} = \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \rho_t^s \pi_{IM,t}^s (P_{PV,IM,t}^s - P_{PV,DA,t}^s) \quad (7)$$

$$F_{UB}^{PV} = \begin{cases} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \rho_t^s \alpha_{up,t}^s \pi_{DA,t}^s (P_{PV}^s - P_{PV,IM,t}^s) u_{ub,PV,t}^s \\ \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \rho_t^s \alpha_{down,t}^s \pi_{DA,t}^s (P_{PV}^s - P_{PV,IM,t}^s) (1 - u_{ub,PV,t}^s) \end{cases} \quad (8)$$

输出功率限制如下：

$$0 \leq P_{PV,t} \leq P_{PV}^{\max}$$

## 2.3 存储单元型号

本研究中的蓄电池单元是一种电池，其报价取决于市场价格。当市场价格较低时<sup>[12]</sup>，应对电池进行充电，如果价格较高，则应对电池进行充电。本文提出的储能单元模型由 DM、IM 和 unbalanced 三部分组成。它可以表示为：

$$F_{SU} = F_{DA}^{SU} + F_{IM}^{SU} + F_{UB}^{SU} \quad (10)$$

$$F_{DA}^{SU} = \sum_{t \in T} \pi_{DA,t} (P_{SU,DA,dech,t} u_{SU,dech,t}^{DA} - P_{SU,DA,chg,t} u_{SU,chg,t}^{DA}) \quad (11)$$

$$F_{IM}^{SU} = \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \rho_t^s \pi_{IM,t}^s \left( \left( P_{SU,IM,dech,t}^s - P_{SU,DA,dech,t}^{DA} \right) u_{SU,dech,t}^s - \left( P_{SU,IM,chg,t}^s - P_{SU,DA,chg,t}^{DA} \right) u_{SU,chg,t}^s \right) \quad (12)$$

$$F_{UB}^{SU} = \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \rho_t^s \pi_{DA,t}^s \left[ \left( \alpha_{up,t}^s (\Delta P_{SU,t}^s) u_{ub,SU,t}^s + \alpha_{down,t}^s (\Delta P_{SU,t}^s) (1 - u_{ub,SU,t}^s) \right) u_{SU,dech,t}^s - \left( \alpha_{up,t}^s (\Delta P_{SU,t}^s) u_{ub,SU,t}^s + \alpha_{down,t}^s (\Delta P_{SU,t}^s) (1 - u_{ub,SU,t}^s) \right) u_{SU,chg,t}^s \right] \quad (13)$$

$$P_{SU,t} = P_{SU,dech,t} - P_{SU,chg,t} \quad (14)$$

$$u_{SU,dech,t}^s P_{SU,chg,t}^{\min} \leq P_{SU,chg,t}^s \leq P_{SU,chg,t}^{\max} u_{SU,dech,t}^s \quad (15)$$

$$u_{SU,chg,t}^s P_{SU,dech,t}^{\min} \leq P_{SU,dech,t}^s \leq P_{SU,dech,t}^{\max} u_{SU,chg,t}^s \quad (16)$$

$$E_{SU,t}^s = E_{SU,t-1}^s + (\xi_{SU} P_{SU,chg,t}^s - P_{SU,dech,t}^s) \quad (17)$$

$$E_{SU,t}^{\min} \leq E_{SU,t}^s \leq E_{SU,t}^{\max} \quad (18)$$

$$\sum_{s \in S} \sum_{t \in T} E_{SU,t}^s = E_{SU}^0 \quad (19)$$

式 (14) 表示存储单元的调度。出院和充电容量限制由

公式给出。(15) 和 (16)，特别是 t 小时时，存储单元的总可用能量如所示。式 (17)，单位小时总能量之和 (t1) 以及小时 t 时的充放电能量。能量限制用式 (18) 表示存储单元的。式 (19) 表明运营期的卸货和收费单位数量应该相等。

## 2.4 需求响应模型

本节简要概述了 [13] 中所述的需求响应投标模型。弹性荷载的指数关系和市场价格如下：

$$D = Ke^{\gamma R} \quad (20)$$

$$F_{D_t} = R(D_t) - \pi D_t \quad (21)$$

$$F_{D_t} = R(D_{t,0}) + \frac{\partial R(D_t)}{\partial D_t} \Delta D_t +$$

$$\frac{1}{2} \frac{\partial^2 R(D_t)}{\partial D_t^2} (\Delta D_t)^2 - \pi D_t \quad (22)$$

$$\Delta D_{DR,t}^s \geq (\eta_1 - 1) D_{t,0} \quad (23)$$

$$\Delta D_{DR,t}^s \leq \eta_2 D_{t,0} \quad (24)$$

$$\sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \Delta D_{DR,t}^s = 0 \quad (25)$$

$$\Delta D_t^s = D_{DR,t}^s - D_{t,0} \quad (26)$$

$$F_{D_t} = \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \rho_t^s \left( \pi_{DA,t}^s \Delta D_t^s + \frac{1}{2 \times \gamma \times D_{t,0}} (\Delta D_t^s)^2 \right) \quad (27)$$

式 (24) 和 (25) 使用  $\eta_1$  和  $\eta_2$  参数定义了需求变化的限制。等式 (26) 中给出的减载应与负载恢复相等。式 (27) 表示差异在计划的和实时的负载量之间。

## 3 竞价策略

微电网的竞价策略问题如下：一种混合整数非线性规划格式。目标建议方法的功能可通过以下方式给出：

$$F_{MG} = F_{WT} + F_{PV} + F_{FC} + F_{SU} + F_{D_t} \quad (28)$$

微电网的不平衡功率由聚集体构成。分布式能源的偏差与需求响应。在中央管理中，任何资源的不平衡成本都可以由其他资源和负载配置文件变化补偿，约束可以用方程来描述 (29) 和 (30)：

$$\Delta P_{MG,t}^s = P_{WT,t}^s + P_{PV,t}^s + P_{FC,t}^s + (P_{SU,dischrg,t}^s - P_{SU,chg,t}^s) - (P_{WT,IM,t}^s + P_{PV,IM,t}^s + P_{FC,IM,t}^s + (P_{SU,IM,dischrg,t}^s - P_{SU,IM,chg,t}^s) - \Delta D_t^s) \quad (29)$$

$$P_{FC,t}^{\min} \leq P_{FC,t}^s \leq P_{FC,t}^{\max} \quad (30)$$

另一组约束条件与风力涡轮机 PV 有关。竞价算法的实现步骤：(1) 预测即时消息和交付的不平衡价格基于历史数据并生成即时消息和不平衡价格的情景概率密度函数；(2) 估算 3-7 小时内的风力和光伏发电量交付时间之前 (基于即时消息时间调度)；(3) 根据微电网的概率密度函数，预测微电网的过 / 欠生产功率和发电方案。以前的步骤和历史数据；(4) 最大化微电网的预期利润使用中央管理方法。考虑到预测价格和 MG 电力在 DN 和 IM 中 (价格和 mg 电力的不确定性) 考虑

IM)；(5) 选择微电网组件的最佳功率并将其提交给 IM 市场。

#### 4 案例分析

为了研究该方法的性能，对一个由风、光伏、燃料电池和储能装置组成的测试系统进行了仿真分析，并与电力市场上该部件的个别投标进行了比较。案例研究包括 3 台 660 千瓦商用风机，太阳能资源，额定功率 200 千瓦，燃料电池系统 120 千瓦，存储容量 200 千瓦。存储容量为 600 千瓦时的设备。为了获得风的风速功率，使用了 Vetas v47 功率风力机。

##### 4.1 每日结果

本节模拟了 2019 年 1 月 7 日至 2019 年 1 月 12 日的 6 天。模拟时间为每天 3.4 秒，可以看出在集中发行条件下，储能单元的产量和需求响应取决于价格不平衡、能源不平衡量和市场价格，但在不一致的情况下，这种发行价值只取决于市场结算价格。很明显，与不联合的方法机制相比，使用建议策略的总利润每天都显著增加。2019 年 1 月 9 日，使用拟议策略的微电网的利润为 3457.9892 元。

##### 4.2 月度和年度结果

建议的策略应用于系统 12 个月 2019 年数据。联合条件下微网格的最优解决方案如图 2。一微电网资源的月利润和需求响应显示建议的投标策略比不联合投标条件。根据这些结果，它可以观察到 2019 年使用拟议策略的微电网的利润为 913652.6674 元，与不连接的情况相比增长了约 6.38%。

#### 【参考文献】

- [1] Anbazhagan S, Kumarappan N. Day-ahead deregulated electricity market price forecasting using neural network input featured by DCTO. *Energy Convers Manage* 2014;78:711-9.
- [2] Sharma Kailash Chand, Bhakar Rohit, Tiwari HP. Strategic bidding for wind power producers in electricity markets. *Energy Convers Manage* 2014;86: 259-67.
- [3] Bitar E, Rajagopal R, Khargonekar P, Poolla K, Varaiya P. Bringing wind energy to market. *IEEE Trans Power Syst* 2012;27(3):1225-35.
- [4] Pousinhoa HMI, Mendesc VMF, Catalão JPS. A stochastic programming approach for the development of offering strategies for a wind power producer. *Electric Power Syst Res* 2012;89:45-53.
- [5] Guo Z, Zhao W, Lu H, Wang J. Multi-step forecasting for wind speed using a modified EMD-based artificial neural network model. *Renewable Energy* 2012;37:241-9.
- [6] Guo Zhenhai, Chi Dezhong, Jie Wu, Zhang Wenyu. A new wind speed forecasting strategy based on the chaotic time series modelling technique and the Apriori algorithm. *Energy Convers Manage* 2014;84:140-51.
- [7] Shayeghi H, Ghasemi A. Day-ahead electricity prices forecasting by a modified CGSA technique and hybrid WT in LSSVM based scheme. *Energy Convers Manage* 2013;74:482-91.
- [8] Svalina I, Galzina V, Lujic'1 R, Šimunovic' G. An adaptive network-based fuzzy inference system (ANFIS) for the forecasting: The case of close price indices. *Expert Syst Appl* 2013;40(15):6055-63.
- [9] Anbazhagan S, Kumarappan N. Day-ahead deregulated electricity market price forecasting using neural network input featured by DCT. *Energy Convers Manage* 2014;78:711-9.

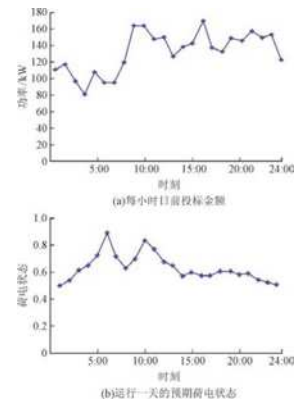


图 2 最优解决方案

Fig.2 The optimal solution

#### 5 结论

本文提出了一种新的面向微电网的竞价策略中心模型，该模型将风能、光伏、燃料电池、存储设备和需求响应相结合。在该方法中，神经模糊方法被用来预测价格，风和光伏发电。通过内部市场，可以在调整后的现货市场更新合同能源。柔性负载既是储能装置又是发电机。为了获得最佳的预期利润，根据历史测试数据的误差值，通过 SCENARIO 生成，考虑了价格、风力和光伏资源的随机性。本研究对微电网利润对负荷弹性变化和种不平衡价格情况的敏感性进行了预测和讨论。研究结果表明，除了联合竞价策略的提高利润外，考虑到价格的不确定性和负荷弹性的优化选择，对微电网具有显著的经济效益和技术效益。

- [10] Lin WM, Gowa HJ, Tsai MT. Electricity price forecasting using enhanced robustness neural network. *Energy Convers Manage* 2010;51:2707-14.
- [11] Moreno MA, Bueno M, Usaola J. Evaluating risk-constrained bidding strategies in adjustment spot markets for wind power producers. *Electrical Power Energy Syst* 2012;43:703-11
- [12] Khodayar MF, Barati M, Shahidehpour Mohammad. Integration of high reliability distribution system in microgrid operation. *IEEE Trans Smart Grid* 2012;3:1997-2006.
- [13] Mohammadi J, Rahimi-Kian A, Ghazizadeh MS. Aggregated wind power and flexible load offering strategy. *IET Renew Power Gener* 2011;5(6):439-47.