



# 双轨制下电力现货市场政府授权合约分解 优化模型与方法

吴明兴<sup>1,2</sup>, 王宁<sup>1</sup>, 王浩浩<sup>1</sup>, 朱涛<sup>1</sup>, 陈青<sup>1</sup>, 王宣定<sup>1</sup>, 杨塞特<sup>3</sup>

(1. 广东电力交易中心有限责任公司, 广东 广州 510030; 2. 华中科技大学 电气与电子工程学院, 湖北 武汉 430074; 3. 北京清能互联科技有限公司, 北京 100084)

**摘 要:** 在现货市场中, 政府授权合约的曲线分解方式对市场不平衡资金规模与市场主体利益具有重要影响, 合理分解相关合约问题亟待解决。从电力现货试点实际需要出发, 综合考虑不平衡资金规模、政府授权合约分解结果、发电主体报价策略及市场出清结果之间的关联性, 构建了基于博弈均衡的双轨制电力现货市场政府授权合约曲线分解优化模型与方法。该方法基于博弈均衡的思想对应建立了以控制不平衡资金规模为目标政府授权合约分解模型、考虑政府授权合约分解结果的发电商报价决策模型以及市场出清模型, 利用 3 层粒子群算法实现各层模型间的迭代修正, 得到均衡市场个体与整体利益的合约分解结果。通过算例仿真分析, 验证了在各因素互相作用和博弈均衡下, 所提方法对缩小市场不平衡资金规模的作用。

**关键词:** 政府授权合约; 双轨制; 不平衡资金; 报价策略; 博弈均衡

**DOI:** 10.11930/j.issn.1004-9649.202303130

## 0 引言

在全国统一电力市场建设的初期阶段<sup>[1]</sup>, 计划与市场双轨制将长期存在<sup>[2-3]</sup>, 并成为电力现货市场运行的主要矛盾之一。在此背景下, 市场化机组所承担的计划电量将逐步转为金融性质的政府授权合约, 该合约的分解方式将直接影响市场中各主体的利益及双轨制不平衡资金规模<sup>[4]</sup>, 如何制定合理的政府授权合约分解方法成为各电力现货试点地区运行面临的重点和难点问题。

目前, 现货试点地区对政府授权合约的分解主要包含事前、事后和混合 3 种方式<sup>[5-6]</sup>。山西以稳定市场利益格局为目标采用事前匹配新能源机组预测出力的分解方式; 广东以减小市场不平衡费用等为目标, 采用事后匹配代购用户用电曲线的分解方式; 浙江等地以保障机组合理收益、防止机组套利等为目标, 采用事前和事后混合分解

的方式。事前分解虽然有助于平衡利益格局, 却无法有效控制市场不平衡资金规模; 事后分解虽然减少了市场双轨制不平衡资金规模, 但忽视了对市场个体利益的影响; 混合分解则难以平衡事前与事后量比关系, 机制设计较为复杂。

部分文献从分解理论、执行模式等角度出发, 为市场环境下的合约电量分解问题提供了基础框架支撑。文献 [7] 对比分析了基于滚动修正和基于优化模型的合约电量分解的理论与方法; 文献 [8] 设计了标准化金融交割曲线的事后合约分解方法, 能够兼容多种合约及执行模式, 有利于实现电力现货与中长期交易的协调运行; 文献 [9] 研究了现货市场环境下的年度基础电量分解对发电企业收益的影响, 并构建了按基数电量份额等比例和按发电能力同比例 2 种分解方式, 有效反映 2 种分解模式下的发电企业收益差异, 但相关理论方法的应用较为简单, 难以满足当前现货市场环境对合约分解的复杂需求。

部分文献侧重研究新能源合约对于新能源消纳、机组检修以及主体收益风险的作用。文献 [10] 设计了风电、光伏的电量预测模型, 并考虑合约电量分解与机组检修计划之间的关联性, 构建了

**收稿日期:** 2023-03-30; **修回日期:** 2023-07-19。

**基金项目:** 中国南方电网有限责任公司科技项目 (广东电力现货市场双边报价交易及计划与市场并轨运行关键机制研究, GDKJXM20201926)。



含风光水能源电力系统合约电量的分解模型，能够兼顾新能源消纳和机组检修的经济性；文献 [11-12] 考虑了可再生能源收益风险，结合可再生能源电力输出的双重不确定性设计了完全合作合同决策模型和收益共享合同决策模型，比较和优化最优合同参数从而实现供电方的利润最大化。上述文献主要针对新能源合约电量的特殊情况，与现货市场机制的结合性较差，对于解决现货市场试点地区问题的可借鉴性不足。

部分文献从市场力抑制、分解满意度、技术创新等特定角度考虑合约分解问题。文献 [13-14] 提出了一种考虑市场力抑制的政府授权合约分解方法，并对仿真结果进行财务表现分析，为市场力的抑制提供了解决途径；文献 [15] 通过指标分级评价，以满意度最大化为目标提出合同电量分解模型，兼顾合同分解时的公正与效率；文献 [16-17] 探索了政府授权合约对于能源市场、技术创新等方面的作用，利用博弈论的方法确定授权合约价格和数量，有助于发挥特定场景下对技术创新的激励作用。上述文献进行合约分解考虑的因素通常较为单一，且分解过程偏于单向优化，未考虑合约分解结果在事前发布时对发电侧申报策略可能产生的影响，未能形成闭环迭代优化，合约分解结果起到的作用与预期可能存在较大偏差。

全国统一电力市场建设初期，中国电力现货运行地区对政府授权合约的分解需求主要有 2 方面：1) 有助于缩小双轨制不平衡资金规模；2) 分解结果具备较强可执行性，在对应分解方式下能取得预期效果。现有研究尚未提供中国在计划与市场并轨运行下政府授权合约的合理分解方式，且相应分解方式对市场机制的适应性以及实用性存在一定缺陷。因此，本文结合中国电力现货市场发展实际，设计相应的政府授权合约分解方法，综合考虑政府授权合约分解结果对发电侧市场主体报价行为的影响、发电侧市场主体报价对市场出清结果的影响以及市场出清结果对合约分解的影响，利用 3 层粒子群算法求解基于博弈均衡的双轨制电力现货市场政府授权合约曲线分解优化模型，形成对政府授权合约分解结果的迭代修正，从而最终得到平衡市场整体与个体利益的合约分解结果，为解决现货市场的实际问题提供思路。

## 1 基于博弈均衡的双轨制电力现货市场政府授权合约曲线分解方法原理分析

传统的政府授权合约为特定场景下的差价合约 [18-20]，通过固定量价合约的方式在一定程度上补偿发电商的发电成本，使其具备参与市场竞争的能力，同时可以抑制市场力。在双轨制背景下，通过对合约电量的合理分解，政府授权合约可以在年度、月度、分时等不同时间尺度下，实现市场化发、用电量的匹配，从而减小现货市场运行时产生的不平衡资金规模，这也是中国电力现货市场试点地区的常用手段。但政府授权合约的分解结果除了会对市场整体的效益产生影响外，还会影响市场主体的市场行为。发电侧主体在持有政府授权合约前后所采取的市场申报策略可能发生变化。在此情况下，市场整体的出清结果将受到影响，进而反过来影响市场运营机构对政府授权合约的分解依据。

在此背景下，本文设计了基于博弈均衡的双轨制电力现货市场政府授权合约曲线分解优化模型和方法，将双轨制不平衡资金对政府授权合约分解的影响、政府授权合约分解对发电机组报价策略的影响以及市场主体报价对市场出清的影响等进行统筹考虑，并分别建模后利用 3 层粒子群算法进行联立求解，得到博弈均衡解。分解过程包含以下 4 个步骤。

1) 基于双轨制不平衡资金计算原理，根据不断更新的市场出清价格、市场化发用电规模等基础参数，以政府授权合约分解量为变量，构建政府授权合约分解模型，模型的优化目标为市场中的双轨制不平衡资金规模最小，由此以缩小双轨制不平衡资金规模为目标进行政府授权合约分解。

2) 考虑政府授权合约分解结果可能对发电商市场报价行为有影响，基于博弈论对发电商报价行为进行模拟，构建相应的报价策略模型，实现发电商竞价的博弈均衡。策略模型包括上、下两层，上层为考虑政府授权合约分解时的发电商最大利润模型，下层为以市场主体申报信息开展的现货市场交易出清模型，通过上、下层模型的交互迭代，得到在固定政府授权合约分解量下，各发电商利益博弈均衡下的报价策略结果。由此，可以实现政府授权合约分解对发电商报价策略影



响的合理模拟，从而将发电商报价行为的变化作为重要因素引入整体迭代模型中。

3) 考虑发电商报价行为，构建电力现货市场的模拟出清模型，并得到出清结果（包括市场出清价格、市场主体中标情况等），通过出清结果体现发电商报价策略变化对市场的影响。

4) 根据市场模拟出清结果，对相关参数进行更新，并重复步骤 1~3，直至满足要求。通过循环迭代，实现个体和整体利益之间的博弈均衡。

基于上述原理分析，本文分别构建了政府授权合约分解模型、考虑政府授权合约分解曲线的市场化机组决策模型和电力现货市场模拟出清模型，分别对应分解方法中的三大模块，实现各模型目标的不断均衡。

## 2 政府授权合约曲线分解模型

### 2.1 电力现货市场场景说明

在本文的市场架构中，电力现货市场的日前市场出清结果仅用于调度计划编制，不用于结算，实时市场沿用日前申报信息进行出清，并用于市场结算。调频辅助服务市场先于电能量市场独立出清<sup>[21]</sup>，备用辅助服务市场与电能量市场联合出清，备用辅助服务提供者不报量不报价<sup>[22]</sup>。

### 2.2 双轨制不平衡资金的形成机理

在双轨制并行情况下，发、用两侧计划电量及市场电量的不匹配会造成市场结算费用的不平衡，产生双轨制不平衡资金，如图 1 所示。

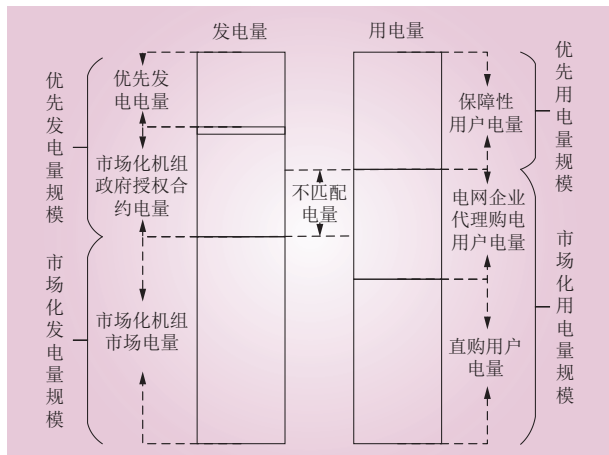


图 1 双轨制不平衡资金的产生机理

Fig. 1 The formation mechanism of unbalanced funds under the dual-track mode

对于持有政府授权合约的市场化机组，可以认为机组分解到的政府授权合约将机组市场化发电量中的部分电量转化为优先发电量，该部分优先发电量按照合约价格结算。

保障性用户用电量部分，可以认为按照目录电价减去购销差价后的实际支付用电价格从保障性用户处收取电费，按照市场价格在市场中支付电费，两者之间存在差额费用；优先发电量部分，包括优先发电机组发电量和市场化机组政府授权合约分解电量。对于此部分电量，可以视为按照市场价格在市场中收取电费，按照优先发电价格和政府授权合约价格支付电费，两者之间存在差额费用。上述两部分的差额费用共同组成了双轨制不平衡费用。

### 2.3 以控制双轨制不平衡资金规模为目标政府授权合约曲线分解方法

#### 2.3.1 双轨制不平衡资金的计算

$t$  时段的双轨制不平衡资金  $R_t^s$  可表示为

$$R_t^s = L_t^B (\overline{P}_t^m - P_t^{\text{imp}}) + (Q_t^y + Q_t^z)(P_t^{\text{imp}} - \overline{P}_t^{y,z}) \quad (1)$$

$$L_t^B = L_t - L_t^D - L_t^Z \quad (2)$$

$$Q_t^z = \sum_k Q_{k,t}^z \quad (3)$$

$$\overline{P}_t^{y,z} = \frac{\sum_j (Q_{j,t}^y P_{j,t}^y) + \sum_k (Q_{k,t}^z P_{k,t}^z)}{Q_t^y + Q_t^z} \quad (4)$$

式中： $L_t^B$  为保障性用户  $t$  时段的预测用电量； $\overline{P}_t^m$  为保障性用户目录电价减去购销差价后的实际支付用电价格； $P_t^{\text{imp}}$  为  $t$  时段的市场出清电价，当采用“发电侧按节点电价、用户侧按统一结算点电价”的结算模式时， $P_t^{\text{imp}}$  的含义转化为  $t$  时段的用户侧统一结算点电价； $Q_t^y$  为所有优先发电机组在  $t$  时段的优先发电计划电量之和； $Q_t^z$  为所有市场化机组持有的  $t$  时段政府授权合约分解电量之和； $\overline{P}_t^{y,z}$  为优先发电及市场化机组政府授权合约加权平均价格； $L_t$  为  $t$  时段预测的总用电量； $L_t^D$  为直购用户预测用电量； $L_t^Z$  为代理购电用户预测用电量； $Q_{k,t}^z$  为市场化机组  $k$  持有的  $t$  时段政府授权合约分解电量； $Q_{j,t}^y$  为第  $j$  个优先发电机组  $t$  时段的优先发电量； $P_{j,t}^y$  为第  $j$  个优先发电机组的优先发电价格； $P_{k,t}^z$  为第  $k$  个市场化机组签订的政府授



权合约价格。

### 2.3.2 政府授权合约曲线分解模型

政府授权合约曲线由市场运营机构分解，在日前市场开展前公布，故分解的依据为各项预测数据。双轨制不平衡资金规模的大小主要取决于优先发、用电量的电量匹配差额和优先发、用电价格与现货市场出清价格的差价大小，前者的预测结果在计算中保持不变。

市场出清价格由市场运营机构模拟市场出清时计算得到，输入到曲线分解模型时为固定值。根据式(1)，以控制市场不平衡资金规模为目标构建市场化机组的政府授权合约分解模型为

$$\min \sum_t |R_t^s| = \sum_t |L_t^B(\overline{P}_t^m - P_t^{\text{imp}}) + (Q_t^y + Q_t^z)(P_t^{\text{imp}} - \overline{P}_t^{yz})| \quad (5)$$

在控制市场双轨制不平衡资金总规模的同时，也应考虑防止单个时段的极端情况，故在模型中将单个时段的不平衡资金取绝对值。

1) 机组政府授权合约总量约束为

$$\sum_t Q_{k,t}^z = Q_k^z \quad (6)$$

式中： $Q_k^z$ 为事前确定的政府授权合约总电量。

在实际运行中，市场运营机构可能不会对单一机组设置政府合约分解总量，而是对于同一电厂或同一类机组的特定时段进行设置，需要灵活调整相关约束条件。

2) 政府授权合约主体分解量约束为

$$Q_{k,t}^{z,\min} \leq Q_{k,t}^z \leq Q_{k,t}^{z,\max} \quad (7)$$

式中： $Q_{k,t}^{z,\max}$ 和 $Q_{k,t}^{z,\min}$ 分别为分解量的上、下限。

## 3 考虑政府授权合约分解结果的发电商报价决策模型

假定发电商在进行决策时，已知的信息为市场运营机构公布的市场边界条件以及自身分配到的政府授权合约分解曲线。本文基于博弈论设计了考虑政府授权合约分解曲线情况下的发电商报价策略模型。发电商根据其持有的政府授权合约曲线，调整报价策略。策略模型包括上、下两层模型，上层模型的目标函数为发电商的利润最大化，下层模型模拟进行市场出清的计算，通过

上、下层模型的交互迭代，实现各发电商间利益的博弈均衡，从而得到合理的报价策略。

### 3.1 上层模型

利用 $\lambda$ 参数对发电商的机组成本进行单参数化<sup>[23]</sup>，发电商的申报价格及对应的机组成本函数可以表示为

$$\begin{cases} \delta_k = \lambda_k(2a_k q_k + b_k) \\ F_k = a_k q_k^2 + b_k q_k + c_k \\ \lambda_k^{\min} \leq \lambda_k \leq \lambda_k^{\max} \end{cases} \quad (8)$$

式中： $\delta_k$ 为发电商 $k$ 的报价函数； $a_k$ 、 $b_k$ 分别为发电商 $k$ 的机组成本曲线的一次和二次系数； $c_k$ 为发电商 $k$ 的机组固定成本； $q_k$ 表示发电商 $k$ 的机组出力水平； $F_k$ 为发电商 $k$ 的机组发电成本函数，随着机组出力的变化而变化； $\lambda_k$ 为发电商 $k$ 的机组报价策略； $\lambda_k^{\max}$ 、 $\lambda_k^{\min}$ 分别为发电商 $k$ 的报价上下限。

由此，考虑政府授权合约分解时的发电商最大利润模型可表示为

$$\max R_k = \sum_t [q_{k,t} P_t^{\text{imp}} + Q_{k,t}^z (P_{k,t}^z - P_t^{\text{imp}}) - F_k] \quad (9)$$

式中： $q_{k,t}$ 表示发电商 $k$ 在 $t$ 时段的机组中标出力。

### 3.2 下层模型

现货市场中，市场运营机构根据市场边界条件以及市场主体的申报信息开展现货市场交易出清，出清的目标为发电成本最小化。本文主要考虑政府授权合约曲线分解对于持有该类型合约的发电商机组申报的影响，考虑所有市场参与者竞价行为不是本文重点，故可假设其他常规发电商机组根据其边际成本提交投标电量和投标价格，用户侧申报信息不参与市场出清。最终可得到 $t$ 时段的机组中标出力 $q_{k,t}$ 和市场出清价格 $P_t^{\text{imp}}$ 。

市场出清目标函数为

$$\min \sum_t \left[ \sum_k C_{k,t}(q_{k,t}) + \sum_n C_{n,t}(q_{n,t}) \right] \quad (10)$$

$$C_{k,t}(q_{k,t}) = q_{k,t} \delta_k \quad (11)$$

$$C_{n,t}(q_{n,t}) = q_{n,t} c_n^{\text{con}} \quad (12)$$

式中： $C_{k,t}(q_{k,t})$ 表示持有政府授权合约的发电商 $k$ 的 $t$ 时段机组运行费用，是与发电商申报的出力 $q_{k,t}$ 和对应能量价格 $\delta_k$ 有关的线性函数； $C_{n,t}(q_{n,t})$ 表示未持有政府授权合约的常规发电商 $n$ 的机组



$t$ 时段运行费用，根据其投标电量 $q_{n,t}$ 和边际成本 $c_n^{\text{con}}$ 进行计算。

1) 系统负荷平衡约束为

$$\sum_j Q_{j,t}^y + \sum_k q_{k,t} + \sum_n q_{n,t} = L_t \quad (13)$$

2) 机组出力上下限约束为

$$\begin{cases} q_{k,t}^{\text{min},z} = q_{k,t}^{\text{min}} + q_{k,t}^{\text{reg}} \leq q_{k,t} \leq q_{k,t}^{\text{max}} - q_{k,t}^{\text{reg}} = q_{k,t}^{\text{max},z} \\ q_{n,t}^{\text{min},z} = q_{n,t}^{\text{min}} + q_{n,t}^{\text{reg}} \leq q_{n,t} \leq q_{n,t}^{\text{max}} - q_{n,t}^{\text{reg}} = q_{n,t}^{\text{max},z} \end{cases} \quad (14)$$

式中： $q_{k,t}^{\text{max}}$ 、 $q_{k,t}^{\text{min}}$ 、 $q_{n,t}^{\text{max}}$ 、 $q_{n,t}^{\text{min}}$ 分别为发电商 $k$ 和发电商 $n$ 的 $t$ 时段机组出力上下限； $q_{k,t}^{\text{reg}}$ 、 $q_{n,t}^{\text{reg}}$ 分别为发电商 $k$ 和发电商 $n$ 的 $t$ 时段机组调频辅助服务市场中标容量，当调频辅助服务市场先于电能量市场独立出清时，调频单元在电能量市场中的发电出力上下限应扣除相应调频中标容量； $q_{k,t}^{\text{max},z}$ 、 $q_{k,t}^{\text{min},z}$ 、 $q_{n,t}^{\text{max},z}$ 、 $q_{n,t}^{\text{min},z}$ 分别为扣除调频中标容量后发电商 $k$ 和发电商 $n$ 的 $t$ 时段机组出力上下限。

3) 系统备用约束

各时段的发电商机组上调、下调能力之和应满足实际运行的上调、下调旋转备用要求，即满足旋转备用辅助服务市场容量需求（扣除非市场化机组提供的旋转备用容量后）和负备用需求。

$$\begin{cases} \sum_k \min(\Delta q_k^U, q_{k,t+1}^{\text{max},z} - q_{k,t}) + \sum_n \min(\Delta q_n^U, q_{n,t+1}^{\text{max},z} - q_{n,t}) \geq \Delta q_t^{\text{SR,U}} \\ \sum_k \min(\Delta q_k^D, q_{k,t} - q_{k,t+1}^{\text{min},z}) + \sum_n \min(\Delta q_n^D, q_{n,t} - q_{n,t+1}^{\text{min},z}) \geq \Delta q_t^{\text{SR,D}} \end{cases} \quad (15)$$

式中： $\Delta q_t^{\text{SR,U}}$ 、 $\Delta q_t^{\text{SR,D}}$ 分别为 $t$ 时段旋转备用市场容量需求和负备用需求； $\Delta q_k^U$ 、 $\Delta q_k^D$ 分别为持有政府授权合约的发电商 $k$ 的机组在一个时段内的上爬坡和下爬坡极限； $\Delta q_n^U$ 、 $\Delta q_n^D$ 分别为常规发电商 $n$ 的机组在一个时段内的上爬坡和下爬坡极限。

4) 机组爬坡约束为

$$\begin{cases} q_{k,t} - q_{k,t-1} \leq \Delta q_k^U \\ q_{n,t} - q_{n,t-1} \leq \Delta q_n^U \\ q_{k,t-1} - q_{k,t} \leq \Delta q_k^D \\ q_{n,t-1} - q_{n,t} \leq \Delta q_n^D \end{cases} \quad (16)$$

5) 线路潮流约束为

$$-P_l^{\text{max}} \leq P_{l,t} \leq P_l^{\text{max}} \quad (17)$$

式中： $P_{l,t}$ 为线路 $l$ 在 $t$ 时段的有功潮流； $P_l^{\text{max}}$ 为线路 $l$ 的有功潮流极限。

通过上下层模型的迭代，可以得到基于政府授权合约分解结果，考虑市场收益均衡后的发电商 $k$ 的报价系数 $\lambda_k$ 及其对应的报价函数 $\delta_k$ 。

根据模拟发电商行为得到的各发电商 $k$ 的报价曲线，市场运营机构可以开展电力现货市场模拟出清，对应现货市场模拟出清模块。该模块基于政府授权合约分解结果，构建了上下层模型，用于得到发电商主体利益博弈均衡下的最优报价策略。由于出清模型设置与3.2节所述下层模型一致，故不再单独阐述。

模拟现货市场交易出清后，将计算得到的市场出清结果返回至政府授权合约分解模型，即可实现循环迭代。

## 4 模型求解流程

通过上述政府授权合约分解模型、市场化机组报价策略模型及市场出清模型的迭代计算，最终会得到博弈均衡的政府授权合约分解结果。本文采用3层粒子群算法对迭代循环进行求解。

其中，发电商报价策略制定的纳什适应度函数 $f_{\text{nash}}$ <sup>[24]</sup>可表示为

$$f_{\text{nash}}(S_1^{\wedge}, \dots, S_K^{\wedge}) = \sum_{k=1}^K \frac{R_k(S_K^{\wedge} | S_{-k}^{\wedge})}{\max_{k=1}^K R_k(S_K^{\wedge} | S_{-k}^{\wedge}, \forall S_K)} \quad (18)$$

$$S_k = \{\lambda_k | \lambda_k \in [\lambda_k^{\text{min}}, \lambda_k^{\text{max}}]\} \quad (19)$$

式中： $S_k$ 为发电商 $k$ 的报价策略集； $(S_1^{\wedge}, \dots, S_K^{\wedge})$ 为任意一种报价策略组合； $K$ 表示参与竞争的发电商总数。当纳什均衡函数 $f_{\text{nash}}$ 取得最大值 $K$ 时，表明该策略组合取得纳什均衡。

政府授权合约分解时的粒子适应度函数可采用式(5)表示。

通过此算法模型进行求解，可以有效发挥算法的持续寻优特性。一方面，寻求各发电商个体利益均衡下的最优报价策略，实现个体之间的博弈均衡；另一方面，寻求市场整体利益（即控制不平衡资金规模）与发电商个体利益均衡下的最优政府授权合约分解结果，实现整体与个体之间的博弈均衡。

模型求解的流程如图2所示。

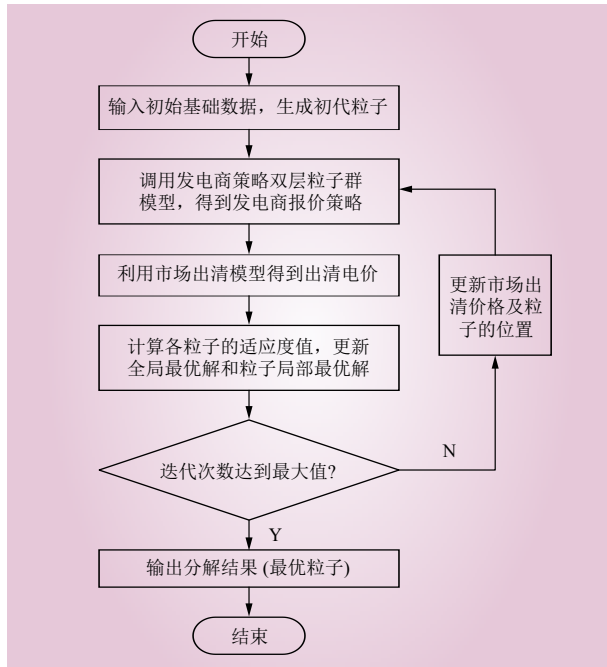


图 2 模型求解流程

Fig. 2 Solution process of the proposed model

## 5 算例分析

为更好地体现本文中各部分之间的耦合关系，验证不同步骤之间的相互影响，将算例分析分为 3 部分。

1) 对应政府授权合约分解模型，分析不同市场出清结果下市场双轨制不平衡资金的差异情况，以及在此情况下的政府授权合约分解结果，验证市场出清结果对政府授权合约分解的影响。

2) 对应发电商报价策略模型和电力现货市场出清模型，基于博弈论方法模拟在不同政府授权合约分解情况下，发电商报价策略的变化情况，验证政府授权合约分解结果对发电商制定报价策略的影响以及各发电商之间的博弈均衡；分析在不同发电商报价策略下市场出清结果的差异，验证发电商申报信息对市场出清的影响。

3) 利用 3 层粒子群算法对模型进行联立求解，通过循环迭代得到综合考虑各因素后的政府授权合约分解结果，实现整体利益与个体利益的博弈均衡，验证本文模型的可行性和有效性。

### 5.1 市场出清结果对政府授权合约分解的影响分析

针对某一固定的优发、优购情况，市场出清价格的变化会影响计算出的不平衡资金规模。设

置简单算例进行说明。

假设优先发电机组 G1 的优先发电价格为 500 元/(MW·h)，保障性用户 L1 的保障性用电价格为 300 元/(MW·h)。

场景 1：时段 1 与时段 2 的市场出清价格均为 400 元/(MW·h)，无机组持有待分解的政府授权合约。

场景 2：时段 1 的市场出清价格保持 400 元/(MW·h) 不变，时段 2 的市场出清电价降低至 250 元/(MW·h)。市场化 G2 机组持有待分解政府授权合约 20 MW·h，政府授权合约价格为 500 元/(MW·h)。

场景 3：时段 1 的市场出清价格为 400 元/(MW·h)；时段 2 的市场出清价格抬升至 500 元/(MW·h)，市场化 G2 机组持有待分解政府授权合约 20 MW·h，政府授权合约价格为 500 元/(MW·h)。

设置算例数据如表 1 所示。

表 1 算例数据设置

Table 1 Data settings in the case studies

市场主体数据	场景 1、2、3/MW	
	时段 1	时段 2
优先发电机组 G1 中标出力	50	50
市场化机组 G2 中标出力	50	50
保障性用户 L1 用电	30	70
市场化用户 L2 用电	70	30

利用政府授权合约分解模型对场景 3 下的政府授权合约进行分解。最终 3 个场景下的市场双轨制不平衡资金情况如表 2 所示。

表 2 不同场景下的市场双轨制不平衡资金情况

Table 2 The dual-track unbalanced funds in different scenarios

应用场景	不平衡资金费用规模/元		
	时段 1	时段 2	合计
场景 1	-8000	-12000	-20000
场景 2	-10000	-9000	-19000
场景 3	-8000	-14000	-22000

由上述结果分析可知：

1) 场景 2 中，时段 1、时段 2 的市场出清价格  $P_t^{\text{mp}}$  与优先发电及市场化机组政府授权合约加权平均价格  $\overline{P_t^{\text{yz}}}$  的差值分别为 -100 元/(MW·h) 和 -250 元/(MW·h)，无论分解至哪个时段均会导致该时段优先发电量部分的不平衡资金规模扩大。



根据式 (6)，为减小不平衡资金规模，此时市场化机组所持有的政府授权合约将全部分解至时段 1，导致时段 1 的不平衡资金规模将由场景 1 中的 -8000 元扩大至 -10000 元，而时段 2 由于实际支付用电价格  $\overline{P}_t^m$  与市场出清价格  $P_t^{lmp}$  的差值由场景 1 中的 -100 元/(MW·h) 变为 50 元/(MW·h)，其保障性用户用电量部分的不平衡资金由负转正，故其不平衡资金规模由 -12000 元降至 -9000 元。

2) 场景 3 中，时段 1、时段 2 的市场出清价格  $P_t^{lmp}$  与优先发电及市场化机组政府授权合约加权平均价格  $\overline{P}_t^{y,z}$  的差值分别为 -100 元/(MW·h) 和 0 元/(MW·h)，政府授权合约分解至时段 1 会导致该时段优先发电量部分的不平衡资金规模扩大，故政府授权合约将全部分解至时段 2，时段 1 的不平衡资金规模不变，时段 2 对应优先发电量部分的不平衡资金为 0 元。而时段 2 由于实际支付用电价格  $\overline{P}_t^m$  与市场出清价格  $P_t^{lmp}$  的差值由场景 1 中的 -100 元/(MW·h) 变为 -200 元/(MW·h)，对应保障性用户用电量部分的不平衡资金规模提升至 -14000 元。

可见，在以控制双轨制不平衡资金为目的进行政府授权合约分解时，不同的市场出清价格会影响双轨制不平衡资金的规模，进而影响政府授权合约的分解结果。

### 5.2 政府授权合约分解对发电商报价策略的影响及策略调整对市场出清结果影响分析

构建以下场景表示某一时段政府合约授权分解对发电商报价策略的影响。其中，发电商  $k$  的报价上下限  $\lambda_k^{\max}$ 、 $\lambda_k^{\min}$  分别设置为 2 和 1。

场景 4：待分解政府授权合约分解量为 0，发电商仅通过市场竞价获得收益。

场景 5：发电商 1、2 均持有 25 MW·h 的政府授权合约分解电量，政府授权合约价格为 500 元/(MW·h)。

场景 6：发电商 1、2 均持有 50 MW·h 的政府授权合约分解电量，政府授权合约价格为 500 元/(MW·h)。

市场化机组的发电成本系数如表 3 所示。

在相应的基础数据设置下，利用双层粒子群算法求得均衡解时的场景 4 和场景 5 的机组报价系数最优粒子变化情况及其对应的纳什适应度值如

图 3 所示。算法相关参数参照文献 [24] 设置，进化代数调整至 30。

表 3 机组发电成本系数  
Table 3 Generation cost factors of the units

机组名称	$a$	$b$	$c$
市场化机组G1	0.040	120	0
市场化机组G2	0.038	130	0

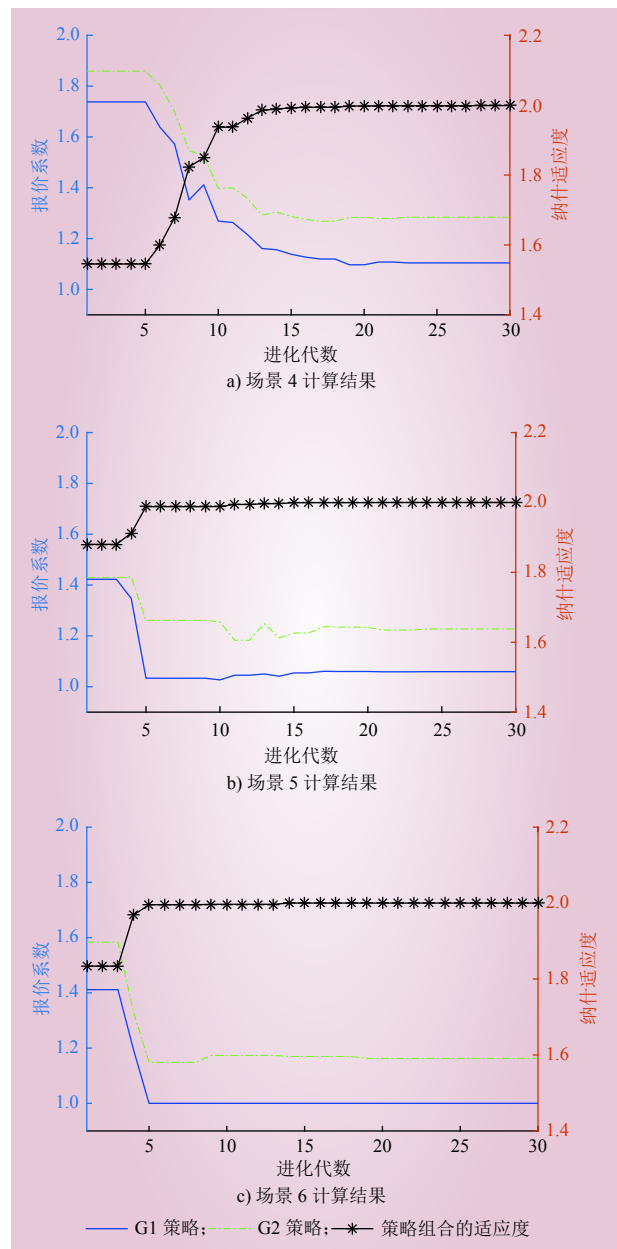


图 3 在不同政府授权合约分解情况下的机组报价系数及对应纳什适应度值

Fig. 3 The quotation coefficients and Nash fitness values considering different decomposition quantities of government-authorized contracts

随着粒子群的进化代数增加，最优粒子所对应的纳什适应度值逐渐提高，最终趋近 2 时达到收敛，表明对应报价策略逐渐趋向纳什均衡。在市场化机组 G1、G2 分别持有 0 MW·h、25 MW·h、50 MW·h 政府授权合约分解时，报价策略组合分别收敛至 (1.1043, 1.2843)、(1.0592, 1.2273) 和 (1, 1.1629)。在此算例中，政府授权合约的差异导致市场化机组的最终报价策略也呈现相应变化，随着政府授权合约持有量的增加，机组的报价策略逐渐呈现保守趋势，即报价持续降低。这是由于政府授权合约的存在，发电商有固定价格合约保障部分电量的收益，故在确保收益的情况下可以适当降低报价。随着政府授权合约分解量的增加，发电商的报价下降空间随之增长。

在分解不同政府授权合约电量情况下，机组会采取不同的报价策略。根据调整的报价曲线，得到 3 种情况下的市场边际出清价格分别为 176.24 元/(MW·h)、168.59 元/(MW·h) 和 159.58 元/(MW·h)。这是由于 3 种情况下的机组报价持续降低，电力市场边际出清价格也随之降低。

可见政府授权合约分解结果会影响机组报价策略制定，进而影响市场出清结果。而出清价格的变化又会反过来影响政府授权合约的分解，由此形成迭代循环。

### 5.3 基于博弈均衡的双轨制电力现货市场政府授权合约曲线分解结果

采用 3 机 9 节点测试系统验证本文所提基于博弈均衡的双轨制电力现货市场政府授权合约曲线分解模型和方法的可行性和有效性。

系统中的各线路阻抗设置为同一数值，测试系统的接线如图 4 所示。其中，机组 G3 为优先发电机组，执行固定发电价格 (300 元/(MW·h))，发电出力由调度机构提前安排，不参与市场竞争。机组 G1、G2 为市场化机组，发电计划由市场竞价出清形成。U1 为保障性用户，实际支付用电价格为 100 元/(MW·h)；U2、U3 为市场化用户。

#### 5.3.1 不同典型日特征下的分解情况

设置政府授权合约价格为 300 元/(MW·h)，为便于结果验证和分析理解，将各时段机组待分解的政府授权合约总量均设置为 30 MW·h，各机组最小分解的时段政府授权合约电量为 5 MW·h。系统备用需求值为当日最高负荷值的 10%。市场

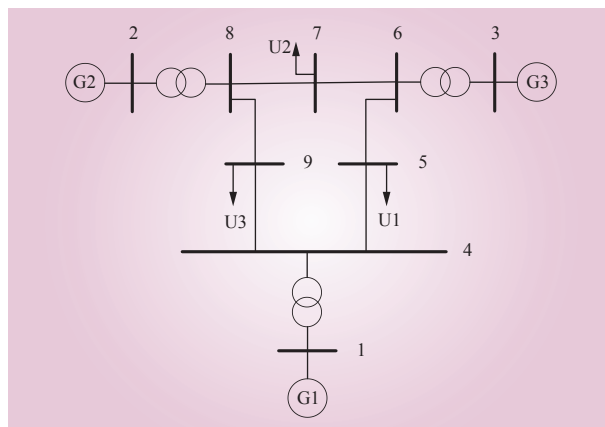


图 4 9 节点网络拓扑

Fig. 4 Topology of the 9-bus power network

化发电机组 G1、G2 扣除调频市场中标容量后的可出力范围均为 40~400 MW。采用不同典型日的平均数据设置场景。算例的发用电数据设置如表 4 所示。

表 4 不同场景下的发用电数据设置  
Table 4 Power generation and consumption data settings for different scenarios

场景	单位：MW			
	非市场化 机组发电	用户U1 用电	用户U2 用电	用户U3 用电
场景7 (夏季工作日)	399	319	167	311
场景8 (夏季双休日)	324	246	175	325
场景9 (冬季工作日)	337	229	187	349
场景10 (冬季双休日)	350	214	192	358
场景11 (春秋季工作日)	382	251	137	255
场景12 (春秋季双休日)	363	241	126	234

采用第 4 章所述算法进行求解，为贴合实际应用同时加快求解速度，本文将合约分解量设置为整数值，即  $Q_{k,t}^c$  为整数变量。求得不同场景下各机组最优政府授权合约分解情况及对应的不平衡资金规模如图 5 所示。

总体来看，政府授权合约分解量分布与不平衡资金没有直接关系，原因在于政府授权分解量、发电商报价策略、市场出清价格之间存在复杂的耦合关系，并不会简单地呈现正、负相关。

为分析图 5 产生的原因，针对各场景的市场供需比和单位负荷不平衡资金进行计算，得到结果如图 6 所示。其中，市场供需比=市场化机组发电能力 / (系统负荷值-非市场化机组发电值)，



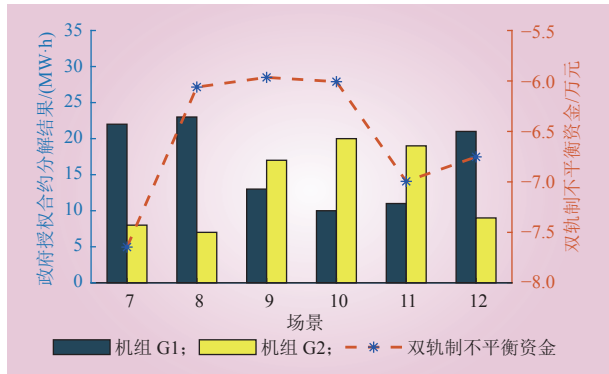


图 5 不同场景下最优政府授权合约分解情况及对应的不平衡资金规模

Fig. 5 Decomposition results of optimal government authorization contracts under different scenarios and the corresponding unbalanced funds

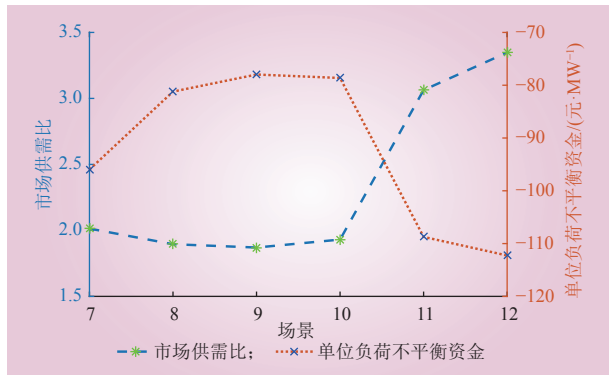


图 6 不同场景下的市场供需比和单位负荷不平衡资金情况

Fig. 6 Market supply/demand ratio and unit load unbalanced funds in different scenarios

市场供需比越大表明可供市场化机组竞争的市场空间越大。

在此算例中，不平衡资金的规模与场景所对应的典型日有着较强关联，随着典型日负荷值的升高，不平衡资金规模通常呈现较大的情况（对应图 6 中曲线越低的部分）。这是因为负荷越高，非市场化发电与保障性用电的基础电量越高，固有的不平衡资金费用越大，但在基础电量之外仍有其他因素会对不平衡资金规模产生影响。考虑到计划与市场不平衡的电量部分，为消除固有不平衡资金的影响，使结果更加具有代表性，本文引入单位负荷不平衡资金的指标进行分析。该指标由不平衡资金规模除以总负荷值得到，反映单位负荷情况下的电力市场不平衡资金规模。由图 6 可以看出，在此算例中，各典型日

的单位负荷不平衡资金的绝对值与市场供需比呈正相关。这是因为市场供需比越大时，市场出清价格通常较低，根据不平衡资金计算公式，当满足非市场化优先发电大于保障性用电（一般工商业用户全部进入市场后，多数电力受入型省市的常态情况），且市场出清价格介于保障性用电价格、优先发电和政府授权合约加权均价之间时，市场出清价格越低，不平衡资金规模就越大。

在优先发电量已经大于保障性用电量的情况下，保障性用电量部分对应的发用不平衡资金实际上已经固定，为  $L_t^B(\overline{P}_t^m - \overline{P}_t^{y,z})$ 。则政府授权合约最佳分解量的求解实际上是寻找剩余不平衡费用  $(Q_t^y + Q_t^z - L_t^B)(P_t^{Imp} - \overline{P}_t^{y,z})$  的最优解，使得两部分不平衡费用之和的绝对值最小。对于固定时段合约量的情况而言，实际上是通过调整政府授权合约分解，促使发电商调整报价策略，进而使得市场出清价格  $P_t^{Imp}$  与优先发电平均价格  $\overline{P}_t^{y,z}$  值不断接近。这也阐明了本文所提模型发挥作用的机理，即政府授权合约分解、发电商主体报价策略调整、市场出清价格变化之间的耦合作用。

### 5.3.2 基于优先发、用电规模调整的对比场景

基于场景 7 新增对比场景 13，上调保障性用户用电至 450 MW，其他保持不变。对比场景 13 中，保障性用电量大于优先发电电量与政府授权合约电量之和。与场景 7 相反，此时优先发电电量部分的不平衡费用可以视为固定值： $(Q_t^y + Q_t^z)(\overline{P}_t^m - \overline{P}_t^{y,z})$ 。政府授权合约最佳分解量实际上是对  $(L_t^B - Q_t^y - Q_t^z)(\overline{P}_t^m - P_t^{Imp})$  的最优解，使得两部分不平衡费用之和的绝对值最小。

最终，机组 G1、G2 的最优政府授权合约分解量变为 10 MW·h 和 20 MW·h，对应的市场出清价格也由 184.92 元/(MW·h) 变为 161.03 元/(MW·h)，说明此时政府授权合约是以市场出清价格降低为分解量的优化调整方向，这与上述分析保持一致。

### 5.3.3 基于线路阻塞的对比场景分析

为更好地体现物理网络约束的影响，基于无传输功率限制的场景 7，新增对比场景 14 和 15，场景 14 中将线路 4—9 和线路 4—5 的最大传输功率设置为 50 MW，场景 15 中相应线路传输功率限制上升至 175 MW。

场景 14 中，由于存在严重的阻塞，发电商存



在较大的市场力行使空间，市场化机组 G1、G2 的报价系数都将达到上限值，此时，政府授权合约的分解结果不再影响发电侧报价策略，市场出清价格恒定为 339.15 元/(MW·h)，对应的不平衡资金费用为 -59493.03 元。

场景 15 中，由于阻塞程度相对缓解，发电商行使市场力的空间较小，但在阻塞和发电侧市场力的双重作用下，市场出清电价仍将有所提高，对应的市场出清价格及不平衡资金费用分别为 239.38 元/(MW·h) 和 -70468.71 元。

相较场景 7，2 个对比场景下的不平衡资金规模分别下降了 16965.39 元和 5989.71 元。若基础场景由场景 7 转化为场景 13（保障性用户用电规模大于优先发电与政府授权合约规模），则阻塞产生的高市场出清电价将反过来导致不平衡资金规模的进一步扩大。

综上，本文在设置不同典型日及对比场景的算例基础上，对本文的模型方法进行验证，考虑了不同场景对发电侧主体市场策略的影响，据此调整市场出清结果，最终以控制市场双轨制不平衡资金规模为目标实现政府授权合约的分解，实现整体利益与个体利益之间的均衡。

## 6 结论

本文设计了一种基于博弈均衡的双轨制电力现货市场政府授权合约曲线分解优化模型与方法，该模型方法将控制双轨制不平衡资金规模的政府授权合约分解模型、发电主体报价策略模型、市场出清模型三大模块进行联立迭代，利用 3 层粒子群算法得到可用于市场运营机构参考的政府授权合约博弈均衡分解结果。本文基于算例分析得到以下结论。

1) 双轨制不平衡资金规模主要受优先发、用电规模差距，以及优先发、用电价格与市场出清价格的差价影响，故市场出清价格的变化会以控制不平衡资金规模为目标政府授权合约分解结果。

2) 为实现自身利益的最大化，发电商在制定自身报价策略时，会根据政府授权合约结果进行适应性调整，因此在整体的方法制定时需要考虑发电商报价策略的动态变化。

3) 发电商报价策略会影响市场出清结果，进而反过来影响双轨制不平衡资金规模，因此在市场运营机构开展政府授权合约分解时，需综合考虑双轨制不平衡资金对政府授权合约分解的影响、政府授权合约分解对发电机组报价策略的影响以及市场主体报价对市场出清的影响。

4) 本文基于博弈均衡的思想，通过均衡不同目标，最终得到了有助于控制市场双轨制不平衡资金规模的政府授权合约分解结果，相应结果充分考虑多因素耦合影响，具备较强的适用性和可执行性。

本文采用 3 层粒子群算法进行寻优求解时，其求解速度相对较慢，后续可基于本文所提模型设计更具先进性的优化算法，使其适应快速求解需求。

## 参考文献：

- [1] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见 (发改体改〔2022〕118 号)[Z]. 2022.
- [2] 龙苏岩, 冯凯, 徐骏, 等. 电力现货市场下不平衡费用构成及分摊机制研究[J]. 电网技术, 2019, 43(8): 2649-2658.  
LONG Suyan, FENG Kai, XU Jun, *et al.* Research on unbalanced cost composition and allocation mechanism in spot electricity market[J]. *Power System Technology*, 2019, 43(8): 2649-2658.
- [3] 张书盈, 励刚, 滕晓毕, 等. 计划与市场并存的日发电计划模型构建与分析[J]. 中国电力, 2022, 55(1): 151-158.  
ZHANG Shuying, LI Gang, TENG Xiaobi, *et al.* Modeling and analysis of daily generation schedule considering the coexistence of planned electricity and market trading electricity[J]. *Electric Power*, 2022, 55(1): 151-158.
- [4] 谢旭, 刘秉祺, 喻乐, 等. 国内电力现货市场用户侧结算机制研究[J]. 电网技术, 2022, 46(1): 57-62.  
XIE Xu, LIU Bingqi, YU Le, *et al.* Settlement mechanism for demand side in domestic spot market[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(1): 57-62.
- [5] 张涛, 张晶, 胡娱欧, 等. 计划与市场双轨制模式下电力现货市场结算机制研究[J]. 广东电力, 2021, 34(2): 10-18.  
ZHANG Tao, ZHANG Jing, HU Yuou, *et al.* Research on settlement mechanism of electricity spot market under planning and market dual-track mode[J]. *Guangdong Electric Power*, 2021, 34(2): 10-18.
- [6] 朱军飞, 李京, 李辉, 等. 计及期权合约和交易路径的省间优化出清



- 模型与算法研究[J]. *智慧电力*, 2022, 50(7): 89–95, 103.
- ZHU Junfei, LI Jing, LI Hui, *et al.* Inter-provincial optimization clearing model and algorithm considering option contract and trading path[J]. *Smart Power*, 2022, 50(7): 89–95, 103.
- [7] 李道强, 龚建荣, 李忠德, 等. 电力市场环境下的差价合约电量分解问题[J]. *电力科学与技术学报*, 2020, 35(1): 40–49.
- LI Daoqiang, GONG Jianrong, LI Zhonghui, *et al.* Decomposition of an electrical energy contract for difference in electricity market environment[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2020, 35(1): 40–49.
- [8] 郭鸿业, 陈启鑫, 钟海旺, 等. 基于标准化金融交割曲线的现货市场建设路径设计[J]. *电力系统自动化*, 2017, 41(17): 1–8.
- GUO Hongye, CHEN Qixin, ZHONG Haiwang, *et al.* Spot market mechanism design and path planning based on standard curve for financial delivery[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2017, 41(17): 1–8.
- [9] 莫东, 凌武能, 毛文照, 等. 电力现货市场年度基数电量分解方法研究[J]. *电力学报*, 2019, 34(6): 598–603.
- MO Dong, LING Wuneng, MAO Wenzhao, *et al.* Study on decomposition method of annual basic electricity in power spot market[J]. *Journal of Electric Power*, 2019, 34(6): 598–603.
- [10] 赵书强, 胡利宁, 田捷夫, 等. 基于中长期风电光伏预测的多能源电力系统合约电量分解模型[J]. *电力自动化设备*, 2019, 39(11): 13–19.
- ZHAO Shuqiang, HU Lining, TIAN Jiefu, *et al.* Contract power decomposition model of multi-energy power system based on mid-long term wind power and photovoltaic electricity forecasting[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2019, 39(11): 13–19.
- [11] ZHU Z, KONG L, XIE J, *et al.* Contract coordination optimization of a multi-power supplier-single dominant grid supply chain in hybrid electricity market[J]. *Industrial management & data systems*, 2019, 119(9): 1861–1887.
- [12] ALAO O, CUFFE P. Implementing contract-for-difference arrangements for hedging electricity price risks of renewable generators on a blockchain marketplace[J]. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 2023, 19(4): 5679–5688.
- [13] 徐程炜. 适应现货市场过渡的政府授权合约分解方法与财务表现分析[D]. 杭州: 浙江大学, 2021.
- XU Chengwei. Decomposition model and settlement analysis of government-authorized contracts for the spot market transition period[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2021.
- [14] 张琛, 颜伟. 差价合同分解算法的市场力抑制作用分析[J]. *电网技术*, 2019, 43(8): 2718–2725.
- ZHANG Chen, YAN Wei. Research on impact of decomposition algorithms for CfD on mitigating market power[J]. *Power System Technology*, 2019, 43(8): 2718–2725.
- [15] 杨莉, 王乔来, 胡朝阳. 考虑公平及满意度的合同电量分解算法[J]. *电力系统保护与控制*, 2012, 40(19): 30–35, 53.
- YANG Li, WANG Qiaolai, HU Zhaoyang. Energy contract decomposition considering equity and satisfaction[J]. *Power System Protection and Control*, 2012, 40(19): 30–35, 53.
- [16] JAMALI M B, RASTI-BARZOKI M. A game-theoretic approach for examining government support strategies and licensing contracts in an electricity supply chain with technology spillover: a case study of Iran[J]. *Energy*, 2022, 242: 122919.
- [17] SIMSHAUSER. On the stability of energy-only markets with government-initiated contracts-for-differences[J]. *Energies*, 2019, 12(13): 2566.
- [18] 张粒子, 王进, 陈传彬, 等. 电力现货市场环境下政府授权差价合同结算机制研究[J]. *电网技术*, 2021, 45(4): 1337–1346.
- ZHANG Lizi, WANG Jin, CHEN Chuanbin, *et al.* Settlement mechanism of CFDs authorized by government under environment of electricity spot market[J]. *Power System Technology*, 2021, 45(4): 1337–1346.
- [19] 王学坚, 范金华, 孙盼, 等. 浙江省电力现货市场试运行政府授权合约分解方式分析[J]. *电力与能源*, 2021, 42(1): 26–29.
- WANG Xuejian, FAN Jinhua, SUN Pan, *et al.* Decomposition mode of government-authorized contract for the trial operation of Zhejiang power spot market[J]. *Power & Energy*, 2021, 42(1): 26–29.
- [20] 陈柏柯, 张经纬, 朱继松, 等. 新加坡电力市场授权合约分析及其启示[J]. *中国电力*, 2021, 54(6): 44–53.
- CHEN Baiko, ZHANG Jingwei, ZHU Jisong, *et al.* Analysis and enlightenment of vesting contract in Singapore electricity market[J]. *Electric Power*, 2021, 54(6): 44–53.
- [21] 国家能源局南方监管局. 关于南方(以广东起步)电力现货市场2022年结算试运行市场监管有关事项的通知[EB/OL]. (2022-01-07)[2023-03-01]. <http://nfj.nea.gov.cn/adminContent/initViewContent.do?pk=4028811c7d55f39b017e329a8df400a3>.
- [22] 上海市发展改革委, 上海市经济信息化委, 国家能源局华东监管局. 关于同意印发《上海电力现货市场实施细则(模拟试运行版)》的批复[EB/OL]. (2022-07-25)[2023-02-10]. <https://pmos.sh.sgcc.com.cn:20080/pxf-settlement-outnetpub/?#/pxf-settlement-outnetpub/columnHomeLeftMenuNew>.
- [23] 周保荣, 赵文猛, 徐乾耀, 等. 基于改进萤火虫算法的电力市场多因



素博弈均衡研究 [J]. *南方电网技术*, 2020, 14(3): 54–61.

ZHOU Baorong, ZHAO Wenmeng, XU Qianqiao, *et al.* Research on multi-factor game equilibrium of electricity market based on improved firefly algorithm[J]. *Southern Power System Technology*, 2020, 14(3): 54–61.

[24] 谢畅, 王蓓蓓, 赵盛楠, 等. 基于双层粒子群算法求解电力市场均衡 [J]. *电网技术*, 2018, 42(4): 1170–1177.

XIE Chang, WANG Beibei, ZHAO Shengnan, *et al.* Equilibrium solution for electricity market based on bi-level particle swarm optimization algorithm[J]. *Power System Technology*, 2018, 42(4): 1170–1177.

作者简介:

吴明兴 (1982—), 男, 博士, 高级经济师, 从事电力市场评估和管理研究, E-mail: wumx2022@163.com;

王宁 (1984—), 男, 硕士, 高级工程师, 从事电力系统及其自动化、电力市场研究, E-mail: wangning201307@163.com;

杨塞特 (1995—), 男, 通信作者, 硕士, 工程师, 从事电力市场、需求侧资源研究, E-mail: yangstwork\_1@163.com.

(责任编辑 李博)

## A Decomposition and Optimization Method for Government-Authorized Contracts in a Dual-track Spot Electricity Market Based on Game Equilibrium

WU Mingxing<sup>1,2</sup>, WANG Ning<sup>1</sup>, WANG Haohao<sup>1</sup>, ZHU Tao<sup>1</sup>,  
CHEN Qing<sup>1</sup>, WANG Xuanding<sup>1</sup>, YANG Saite<sup>3</sup>

(1. Guangdong Electric Power Trading Center Co., Ltd., Guangzhou 510030, China; 2. School of Electrical and Electronic Engineering, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China; 3. Beijing Tsintergy Technology Co., Ltd., Beijing 100084, China)

**Abstract:** In the electricity spot market, the curve decomposition method of government authorization contracts has significant impacts on the funds scale of the market and the interests of participants. Hence it is becoming urgent to solve the decomposition of the government-authorized contracts in a reasonable way. According to the actual requirements of the electricity spot pilot project, this paper first takes into full consideration the correlation between the scale of unbalanced funds, the decomposition results of the government-authorized contracts, the quotation strategy of the power generation entities and the results of market clearing. Based on game equilibrium, a decomposition and optimization method for government-authorized contracts in a dual-track spot electricity market is constructed. Then, the government-authorized contract decomposition model to constraint the unbalanced funds scale, the quotation decision model of power generation companies considering the decomposition results of the government-authorized contracts, and the market clearing model are established respectively. A three-layer particle swarm optimization algorithm is proposed to achieve iterative corrections between different models, such that the contract decomposition results that balance the individual and the overall interests of the market are obtained. Finally, case studies are conducted and analyzed by means of numerical simulations. The effect of the proposed method on reducing the unbalanced funds scale in the market is verified under the interactions of various factors and game equilibrium.

This work is supported by Science and Technology Project of China Southern Power Grid Corporation (Research on Key Mechanisms of Bilateral Quotation Trading and Dual-track Mode in Guangdong Power Spot Market, No.GDKJXM20201926).

**Keywords:** government-authorized contract; dual track; unbalanced funds; quotation strategy; game equilibrium