

基于演化博弈的清洁能源聚合发电单元竞价策略

莫凯佳¹, 何英静², 陈浔俊³, 王仁顺³, 王岑峰², 朱克平², 江全元³

(1. 浙江大学工程师学院, 杭州 310015; 2. 国网浙江省电力有限公司经济技术研究院, 杭州 310016; 3. 浙江大学电气工程学院, 杭州 310027)

摘要: 将清洁能源与储能聚合接入电网可有效降低分散接入对电网安全运行的影响, 在清洁能源通过市场化竞争获取收益的背景下, 如何提高清洁能源与储能聚合参与电力市场的收益是未来清洁能源参与市场竞争的研究重点。将风光水储汇集得到可实现聚合调控的聚合发电单元, 针对其参与日前电能量市场的竞价策略展开研究。首先, 以排队出清法建立电力市场出清模型, 基于演化博弈理论构建竞价策略优化模型。其次, 构建聚合发电单元成本收益模型, 基于收益值确定最终竞价方案。最后, 采用浙江省电力市场相关数据进行算例分析, 并与传统竞价策略对比, 验证了所提策略能够提高聚合发电单元的收益能力。

关键词: 电力市场; 聚合发电单元; 竞价策略; 演化博弈

Evolutionary Game Based Bidding Strategy of Aggregated Generation Unit for Renewable Energy

MO Kaijia¹, HE Yingjing², CHEN Xunjun³, WANG Renshun³, WANG Cenpeng², ZHU Keping²,
JIANG Quanyuan³

(1. Polytechnic Institute of Zhejiang University, Hangzhou 310015, China; 2. Institute of Economics and Technology, State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Hangzhou 310016, China; 3. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China)

Abstract: Aggregating clean energy and energy storage access to the grid can effectively reduce the impact on the safe operation of power grids caused by decentralized access. However, the focus of future research on clean energy participating in market competition lies in improving the revenue of aggregated clean energy and energy storage. This paper aggregates clean energy and energy storage as an aggregated regulation generation unit (AGU), and studies its bidding strategy on day-ahead power market. Firstly, a power market clearance model using queuing clearing method is established, and then the optimization model of bidding strategy based on evolutionary game theory is constructed. Secondly, the cost-benefit model of AGU is constructed to determine final bidding strategy. Finally, the arithmetic examples are analyzed using relevant data from the electricity market in Zhejiang Province and then a comparison is made with traditional bidding strategies, which verifies that the proposed strategy can improve the revenue of AGU.

Key words: power markets; aggregated generation unit; bidding strategies; evolutionary game

0 引言

随着新型电力系统建设不断推进, 以风电、光

伏等为代表的清洁能源迅速发展, 装机规模持续上涨。同时, 中国电力体制改革稳步发展, 第一批电力现货市场以浙江等 8 个地区作为试点^[1], 并计划到 2030 年基本建成全国统一电力市场体系, 使得新能源能够全面参与市场交易, 各市场主体平等竞争、自主选择^[2]。但以风电、光伏为代表的清洁能源具有随机性强、波动性大等特点, 大量清洁能源分散接入会对电力系统安全稳定运行带来压力, 也不利于清洁能源作为独立主体参与市场化竞争。国

基金项目: 国家重点研发计划资助项目(2022YFB2403000); 国家电网浙江省电力有限公司科技项目(5211JY230005)。

Foundation item: Supported by the National Key Research and Development Program of China(2022YFB2403000); the Science and Technology Project of State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd.(5211JY230005).

内外对分布式资源的聚合已有大量研究,主要的聚合形式为虚拟电厂、分布式发电集群、聚合商(如负荷聚合商)等,其目的均为对大量分布式能源的资源整合与分配并统一进行调控,以发挥分布式资源的调控潜力^[3-6]。不同的是,虚拟电厂在研究多类型分布式资源聚合时更侧重于负荷相关研究^[3],较少以源侧为主要研究对象。分布式发电集群主要针对相同类型、相同运行控制方式的分布式电源集合^[4],缺乏针对不同清洁能源类型聚合的研究。负荷聚合商为荷侧与网侧的中间者,将大量分散负荷聚合为能被系统调用的聚合体^[5],有效解决了大量分布式负荷接入带来的影响,可作为源侧资源聚合的参考。

储能系统可在容量允许的条件下存储或释放一定的能量,将清洁能源与储能系统相结合可减少由于间歇性可再生能源造成的变化^[7],提高系统可靠性。但现有研究中缺乏针对清洁能源与储能聚合参与电力市场竞争的研究。另外,目前清洁能源仍大都以价格接受者参与市场化竞争,违背了市场主体平等竞争、自主选择的目标。对于部分清洁能源比例高的地区,在用电低谷时出清电价趋于0^[8],从而导致清洁能源等发电商亏损,影响电力系统的经济运行。因此,研究清洁能源参与市场方式、合理制定竞价策略是当前解决高比例清洁能源渗透给电力系统、电力市场带来的问题的首要任务。

国内外对清洁能源与储能参与市场方式以及竞价策略做了大量研究。文献[9]引入滚动优化的思想,允许风水联营体根据日内预测出力进行日内报价修正。文献[10]基于深度强化学习,通过将深度确定性策略梯度方法与优先经验重放策略相结合的方式来获取市场最优竞价策略。文献[11]提出了一种基于强化和模仿学习方法来制定零售经纪人的最优定价策略。演化博弈(evolutionary game, EG)是基于有限理性与获取有限信息的条件,参与者通过动态调整行为以适应环境与对手,从而得到群体行为趋势的博弈理论^[12]。目前,已有部分研究采用演化博弈理论对电力市场主体决策相关的研究进行了探索。文献[12]采用演化博弈理论建立零售侧市场演化博弈模型,从而得到综合能源零售商最优竞争策略。文献[13]针对虚拟电厂采用演化博弈理论对动态聚合结果进行演化预测,以提高聚合积极性与稳定性。文献

[14]运用演化博弈理论对海上风电投资者策略选择互动机制进行研究,并分析了外部因素如市场规则等对海上风电投资者策略选择的影响。但在以上文献中,较少有文献针对清洁能源商以报价的方式参与市场竞争的竞价策略进行研究;同时,仅少数研究考虑了多群体的演化博弈策略,且大都以通过分析均衡点稳定性、参数变化影响来验证策略的有效性,缺乏与其他竞价策略的对比。

针对上述问题,本文提出了清洁能源与储能聚合为整体即多类型清洁能源聚合发电单元(aggregated generation unit, AGU)参与电力市场的竞价策略,提高清洁能源参与市场化竞争的收益能力。首先,基于排队出清法构建电力市场出清模型,引入演化博弈理论构建电能量市场竞争策略优化模型。其次,构建成本-收益模型,基于此模型所得收益值确定最终竞价方案。最后通过算例分析,并传统竞价策略比较,验证了本文所提竞价策略能使聚合发电单元在相同市场环境下获得更高收益。

1 聚合发电单元运营模式及市场框架

本文研究的AGU包含风电、光伏等清洁能源以及储能单元,其运营模式如图1所示。清洁能源聚合发电单元作为整体参与日前电力市场竞争^[15-16],在获取中标信息后,利用储能优化清洁能源出力波动^[17]促进清洁能源消纳利用,提高聚合单元总体收益。在获取总体收益后评估聚合发电单元内各成员边际贡献,并基于此分配收益^[18],探索清洁能源与储能聚合利用、共享利用新模式^[19]。

在与电能量市场交易过程中,由AGU内清洁能源、储能对AGU内竞价系统提供清洁能源预测

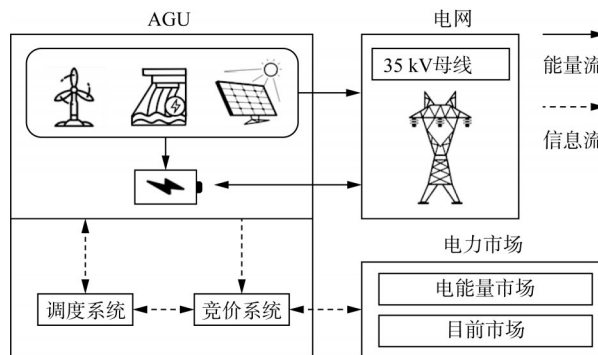


图1 AGU运营模式图

Fig. 1 Operation mode of AGU

出力、储能充放电功率等相关信息。基于这些信息,竞价系统提供竞价策略来参与电能量市场。在获取电能量市场出清结果后,由调度系统依据出清价格、中标出力曲线,以AGU收益最大化为目标,对AGU内部清洁能源、储能优化调度,实现资源利用、效益等多方面的均衡^[20]。AGU内部清洁能源依据调度信息将能量直接出售给大电网或存入储能;储能电站依据调度信息进行充放电以获取更高收益^[21]。

2 基于演化博弈的电能量市场竞价策略

发电机在报价时通常会根据售电商相互博弈的情况在边际成本基础上适当调整报价^[22],因此引入竞标电价系数作为动态调整竞标电价的参数,同理引入竞标电量系数作为动态调整竞标电量的参数。本文基于AGU边际成本,采用优化算法对竞价系数进行优化,并利用演化博弈模拟AGU通过模仿学习不断调整自身策略以确定最优竞争策略。最终结合模拟出清得到的收益值进一步优化竞价系数。具体竞价策略框架如图2所示。

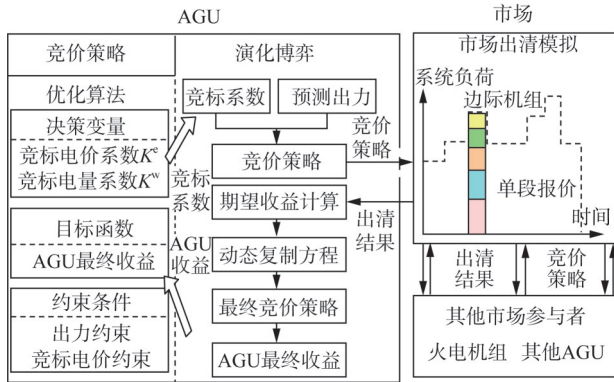


图2 基于演化博弈的电能量市场竞价策略框架

Fig. 2 Framework of bidding strategy for electric energy market based on evolutionary game

本文采用3个分别代表大、中、小体量^[12]的AGU对应市场中3类清洁能源售电商,作为市场竞价售电商的缩影,从而能够较为全面地模拟市场竞争中成本、竞争对手行为等关键影响因素。因此,本文假设市场竞争参与者为AGU-I、AGU-II、AGU-III、常规机组G四方,则对于AGU-I竞价系数包含竞标电价系数 $K_{1,t}^e$ 与竞标电量系数 $K_{1,t}^w$ 。AGU基于边际成本与竞价系数参与市场,竞标电价与竞标电量计算公式如式(1)–(2)所示。

$$\rho_{1,t}^{\text{bid}} = K_{1,t}^e c_1 \quad (1)$$

$$W_{1,t}^{\text{bid}} = K_{1,t}^w w_{1,t} \quad (2)$$

式中: $\rho_{1,t}^{\text{bid}}$ 为AGU-I在 $t(t \in [1, 2, \dots, 24])$ 时刻的竞标电价; $W_{1,t}^{\text{bid}}$ 为AGU-I在 t 时刻的竞标电量; $K_{1,t}^e$ 为AGU-I在 t 时刻的竞标价格系数; c_1 为AGU-I边际成本; $K_{1,t}^w$ 为AGU-I在 t 时刻的竞标电量系数; $w_{1,t}$ 为AGU-I在 t 时刻的预测出力。

2.1 市场出清模型

浙江省电力现货市场的日前市场结算按市场统一出清价格(market clearing price, MCP)结算^[23]。本文以排队出清的方式进行出清结算,并设定参与市场出清的清洁能源总量占有所有市场参与主体的10%左右。对于AGU-I在 t 时刻的中标出力值 $W_{1,t}^{\text{clear}}$ 如式(3)所示。

$$W_{1,t}^{\text{clear}} = \begin{cases} \min\{W_{1,t}^{\text{bid}}, L_t^{\text{load}}\}, & \rho_{1,t}^{\text{bid}} \leq \min\{\rho_{1,t}^{\text{bid}}, \rho_{2,t}^{\text{bid}}, \rho_{3,t}^{\text{bid}}, \rho_{G,t}^{\text{bid}}\} \\ \max\{L_t^{\text{load}} - W_{\text{excl},t}^{\text{bid}}, 0\}, & \rho_{1,t}^{\text{bid}} > \max\{\rho_{1,t}^{\text{bid}}, \rho_{2,t}^{\text{bid}}, \rho_{3,t}^{\text{bid}}, \rho_{G,t}^{\text{bid}}\} \\ \min\{W_{\text{excl},t}^{\text{bid}}, W_{1,t}^{\text{bid}}\}, & \text{其他} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $\rho_{1,t}^{\text{bid}}$ 、 $\rho_{2,t}^{\text{bid}}$ 、 $\rho_{3,t}^{\text{bid}}$ 分别为AGU-I、AGU-II、AGU-III在 t 时刻的竞标电价; $\rho_{G,t}^{\text{bid}}$ 为常规机组在 t 时刻的竞标电价; $W_{1,t}^{\text{bid}}$ 为AGU-I在 t 时刻的竞标电量; L_t^{load} 为 t 时刻的负荷需求; $W_{\text{excl},t}^{\text{bid}}$ 为AGU-I在 t 时刻竞标价格排序位于中位时可中标电量,可由低价优先上网原则得到; $W_{\text{excl},t}^{\text{bid}}$ 为在 t 时刻除AGU-I外其余售电商竞标总电量。采用排队出清方法,即根据低价发电优先上网原则^[22],系统负荷需求优先由竞标电价最低的售电商供给,如还有缺额则由其余售电商按照低价发电优先上网原则供给,直至满足上网负荷需求,限于篇幅,其余各售电商竞标电价排序情况对应中标电量不再赘述。

电力市场在 t 时刻的出清电价 ρ_t^{clear} 计算公式如式(4)–(5)所示。

$$W_{\text{sum},t}^{\text{bid}} = W_{1,t}^{\text{bid}} + W_{2,t}^{\text{bid}} + W_{3,t}^{\text{bid}} + W_{G,t}^{\text{bid}} \quad (4)$$

$$\rho_t^{\text{clear}} = \begin{cases} \max\{\rho_{1,t}^{\text{bid}}, \rho_{2,t}^{\text{bid}}, \rho_{3,t}^{\text{bid}}, \rho_{G,t}^{\text{bid}}\}, & L_t^{\text{load}} \geq W_{\text{sum},t}^{\text{bid}} \\ \rho_t^w, & L_t^{\text{load}} < W_{\text{sum},t}^{\text{bid}} \end{cases} \quad (5)$$

式中: $W_{\text{sum},t}^{\text{bid}}$ 为 t 时刻所有售电商竞标电量之和; $W_{2,t}^{\text{bid}}$ 、 $W_{3,t}^{\text{bid}}$ 、 $W_{G,t}^{\text{bid}}$ 分别为AGU-II、AGU-III、常规机组G在 t 时刻的竞标电量,负荷需求大于售电商竞标总电量时出清电价为竞标电价最大值; ρ_t^w 为 t

时刻负荷需求小于竞标电量之和时的出清电价，可按式(6)计算。

$$\rho_t^w = \begin{cases} \rho_{I,t}^{\text{bid}}, & 0 < W_{I,t}^{\text{clear}} < W_{I,t}^{\text{bid}} \\ \rho_{II,t}^{\text{bid}}, & 0 < W_{II,t}^{\text{clear}} < W_{II,t}^{\text{bid}} \\ \rho_{III,t}^{\text{bid}}, & 0 < W_{III,t}^{\text{clear}} < W_{III,t}^{\text{bid}} \\ \rho_{G,t}^{\text{bid}}, & 0 < W_{G,t}^{\text{clear}} < W_{G,t}^{\text{bid}} \\ \rho_{\text{other},t}^{\text{bid}}, & \text{其他} \end{cases} \quad (6)$$

式中： $W_{I,t}^{\text{clear}}$ 、 $W_{II,t}^{\text{clear}}$ 、 $W_{III,t}^{\text{clear}}$ 分别为 AGU-I、AGU-II、AGU-III 在 t 时刻的中标电量； $\rho_{\text{other},t}^{\text{bid}}$ 为 t 时刻出现负荷需求等于某几个售电商竞标电量之和时出清电价，具体可按式(7)计算。

$$\rho_{\text{other},t}^{\text{bid}} = \begin{cases} \rho_{\text{max}2,t}^{\text{bid}}, & L_t^{\text{load}} - W_{\text{max}1,t}^{\text{bid}} = 0 \\ \rho_{\text{max}3,t}^{\text{bid}}, & L_t^{\text{load}} - W_{\text{max}1,t}^{\text{bid}} - W_{\text{max}2,t}^{\text{bid}} = 0 \\ \rho_{\text{max}4,t}^{\text{bid}}, & L_t^{\text{load}} - W_{\text{max}4,t}^{\text{bid}} = 0 \end{cases} \quad (7)$$

式中： $\rho_{\text{max}1,t}^{\text{bid}}$ 、 $\rho_{\text{max}2,t}^{\text{bid}}$ 、 $\rho_{\text{max}3,t}^{\text{bid}}$ 、 $\rho_{\text{max}4,t}^{\text{bid}}$ 分别为按 t 时刻报价从高到低排序后第 1—4 位售电商的竞标电价； $W_{\text{max}1,t}^{\text{bid}}$ 、 $W_{\text{max}2,t}^{\text{bid}}$ 、 $W_{\text{max}3,t}^{\text{bid}}$ 、 $W_{\text{max}4,t}^{\text{bid}}$ 分别为对应竞标电量。由各售电商中标出力值，若售电商中标出力值小于竞标出力值，则该售电商为边际机组，出清电价为边际机组竞标电价；其余情况则按低价优先上网原则得到边际机组后确定出清电价。

多于三方 AGU 参与市场竞价时可同样按低价优先上网原则构建数学模型，或以社会福利最大化为目标^[24]构建优化模型等方法模拟出清。

2.2 演化博弈模型

演化博弈论是把博弈理论分析和动态演化过程分析结合起来的一种理论，各群体基于各策略适应度不断对策略进行选择 and 进化，各策略采用概率会动态变化^[25]。演化博弈通过动态复制方程实现动态博弈过程，复制动态可用某一策略在种群中被采用概率的动态微分方程来描述^[22]，如式(8)所示。

$$\frac{dx_n^k}{dr} = [f(s^k, U) - \bar{f}_n(U)] x_n^k, n \in [1, 2, \dots, N] \quad (8)$$

式中： x_n^k 为群体 n 中选择第 k 个纯策略 s^k 的比例或概率； r 为 x_n^k 导数的时间变量； U 为策略组合； $f(s^k, U)$ 和 $\bar{f}_n(U)$ 分别为纯策略 s^k 的适应度和群体 n 的平均适应度； N 为群体数量。

电力市场中售电商具有不完全理性、不完全信息的特点，依据市场竞争结果来改变自身策略以选取最优策略。电力市场竞争特点与演化博弈理论相符合，因此采用演化博弈来模拟电力市场

竞争过程。一般情况下参与竞价博弈的发商会根据自身实际情况设定高/低竞价策略^[22]，每种竞价策略均包含竞标价格 ρ_i^{bid} 和竞标电量 W_i^{bid} 。假设参与博弈的售电商基于边际成本并依据有限信息、有限理性制定高/低两种竞价策略^[26]。下面以某一时刻 t 为例分析 AGU 选取策略概率的动态过程。不同策略下的各方收益值如表 1 所示， a_i 、 b_i 、 c_i 分别为该时刻在 AGU-I、AGU-II、AGU-III 各方采取不同博弈策略的情况 i 下各方收益值，其中 $i \in [1, 2, \dots, 8]$ ，表示在 3 个售电商各自具备高价与低价两种竞价策略的情况下，市场中可能出现的 8 种竞价组合情形。该收益值由市场出清模拟结果得到，以 AGU-I 为例，收益值计算如式(9)所示。设 x 、 y 、 z 分别为 AGU-I、AGU-II、AGU-III 选择高价策略概率，则高/低价策略期望收益、平均收益、动态复制方程可由式(9)—(13)得到。其中，动态复制方程为与期望收益超过平均收益幅度、选取高价策略概率成正比的动态微分方程，以此模拟 AGU 根据收益调整选取策略概率的动态过程。

表 1 不同策略下的演化博弈各方收益值

Tab. 1 Revenues of evolutionary game players under different strategies

博弈策略	不同策略收益值	
	II 高价策略	II 低价策略
III 高价策略	I 高价策略	a_1, b_1, c_1
	I 低价策略	a_3, b_3, c_3
III 低价策略	I 高价策略	a_5, b_5, c_5
	I 低价策略	a_7, b_7, c_7

$$a_i = W_{I,i,t}^{\text{clear}} \rho_{i,t}^{\text{clear}} \quad (9)$$

$$R_1^{\text{high}} = yza_1 + y(1-z)a_5 + (1-y)za_2 + (1-y)(1-z)a_6 \quad (10)$$

$$R_1^{\text{low}} = yza_3 + y(1-z)a_7 + (1-y)za_4 + (1-y)(1-z)a_8 \quad (11)$$

$$R_1^{\text{exp}} = xR_1^{\text{high}} + (1-x)R_1^{\text{low}} \quad (12)$$

$$\frac{dx}{dr} = x(R_1^{\text{high}} - R_1^{\text{exp}}) \quad (13)$$

式中： $W_{I,i,t}^{\text{clear}}$ 为情况 i 下 AGU-I 在 t 时刻的中标出力值； $\rho_{i,t}^{\text{clear}}$ 为情况 i 下 t 时刻的市场出清电价； R_1^{high} 为在该时间段 AGU-I 选择高价策略的期望收益； R_1^{low} 为 AGU-I 选择低价策略的期望收益； R_1^{exp} 为 AGU-

I 选择高价/低价策略的平均收益。其余售电商相关收益计算方式相同。多于三方演化博弈模型可按 nPmS 博弈策略集构建^[13], 限于篇幅, 本文不再赘述。

2.3 模型求解算法

本文采用粒子群算法, 以经演化博弈后得到的 AGU 最终收益最大化为目标函数, 以 AGU 出力限制、市场竞标电价限制为约束条件, 对演化博弈所需的竞价系数进行优化求解。

2.4 AGU 成本-收益模型

2.4.1 目标函数

以 AGU 收益 R^A 最大为目标构建成本收益模型。

$$f = \max R^A = R_{AGU} - C_{ess} - C_{AGU} - C_{punish}^{elec} \quad (14)$$

式中: R_{AGU} 为 AGU 在电能量市场的中标电量净收益; C_{ess} 、 C_{AGU} 、 C_{punish}^{elec} 分别为储能充放电成本、AGU 建设成本、电能量市场考核偏差成本。

1) 收益

AGU 参与日前电能量市场收益 R_{AGU} 如式 (15)^[27] 所示。

$$R_{AGU} = \sum_{t=0}^T W_t^{clear} \rho_t^{clear} \cdot \Delta t \quad (15)$$

式中: ρ_t^{clear} 为日前电能量市场出清电价; W_t^{clear} 为 AGU 在电能量市场中标电量; T 为一天内收益结算数量; Δt 为收益结算时间间隔。

2) 成本

AGU 成本包含储能充放电成本^[28]、AGU 建设成本(聚合资源过程中涉及的通信、控制、计量设备的安装成本与资源运维成本)、电能量市场偏差考核成本。本文针对一天内 AGU 收益进行测算, 其成本计算公式如式 (16)~(21) 所示。

$$C_{ess} = \sum_{t=0}^T \left| W_{ess,t} \frac{Q_{bess} \rho_{bess} + Q_{mess} \rho_{mess} n}{2 Q_{bess} l} \cdot \Delta t \right| \quad (16)$$

$$C_{AGU} = (C_{installation} + C_{operation}) / T_{AGU} \quad (17)$$

$$C_{installation} = C_{wind}^A N_{wind}^A + C_{pv}^A N_{pv}^A + C_{ess}^A N_{ess}^A \quad (18)$$

$$C_{punish,t}^{elec} = \begin{cases} \lambda^+ \times \Delta W_{pu,t}^{elec} \cdot \Delta t, & \Delta W_{pu,t}^{elec} \geq 0 \\ \lambda^- \times \Delta W_{pu,t}^{elec} \cdot \Delta t, & \Delta W_{pu,t}^{elec} < 0 \end{cases} \quad (19)$$

$$C_{punish,t}^{elec} = \sum_{t=0}^T |C_{punish,t}^{elec}| \quad (20)$$

$$\Delta W_{pu,t}^{elec} = W_t^{clear} - \sum_{i=1}^{N_{wind}} W_{wind,i,t}^{elec} - \sum_{j=1}^{N_{pv}} W_{pv,j,t}^{elec} - W_{ess,dch,t}^{elec} + W_{ess,ch,t}^{elec} \quad (21)$$

式中: $C_{installation}$ 、 $C_{operation}$ 分别为 AGU 聚合成本、

AGU 内清洁能源运维成本; $W_{ess,t}$ 为储能在 t 时刻充放电功率; Q_{bess} 为储能系统容量; ρ_{bess} 为储能单位容量投资成本; ρ_{mess} 为储能系统单位容量运维成本; n 为储能系统运行年数量; l 为储能系统循环次数; C_{wind}^A 、 C_{pv}^A 、 C_{ess}^A 分别为风电、光伏、水电的聚合成本; N_{wind}^A 、 N_{pv}^A 、 N_{ess}^A 分别为 AGU 内风电站、光伏电站、水电站数量; T_{AGU} 为 AGU 全寿命周期天数(所考虑聚合为按季度聚合, 需将聚合成本按季度折算至每天); $C_{punish,t}^{elec}$ 为在 t 时刻偏差考核成本; $\Delta W_{pu,t}^{elec}$ 、 λ^+ 、 λ^- 分别为偏差电量、正/负偏差电价; $W_{wind,i,t}^{elec}$ 、 $W_{pv,j,t}^{elec}$ 分别为风电站 i 、光伏电站 j 在 t 时刻电能量市场出力; $W_{ess,dch,t}^{elec}$ 、 $W_{ess,ch,t}^{elec}$ 分别为储能电站在 t 时刻充放电功率。

2.4.2 约束条件

AGU 成本收益模型约束条件主要包含风电、光伏出力约束, 储能 SOC 约束, 充放电功率约束等^[21]。

3 算例分析

3.1 算例基础数据

本文基于浙江省电力市场相关数据, 选取仿真周期为 24 h, 时间间隔 Δt 为 5 min。设置 AGU 中含两个风电站、两个光伏电站、一个储能电站, 其中储能设备参数、运行维护成本详见附录表 A1^[28], 风光储的聚合成本详见附录表 A2^[29], 风电、光伏出力预测曲线详见附录图 A1 所示^[30]。日前市场预测出清价格、预测需求负荷详见附录图 A2—A3。

现假设有三方 AGU (AGU-I、AGU-II、AGU-III)、一方火电机组共同参与日前电能量市场的竞价与出清过程, 清洁能源总容量占参与市场竞争各方总容量的 10% 左右, 其中: AGU-I 采取本文所提的竞价策略, AGU-II 设置为大而稳定的售电商, AGU-III 设置为小而灵活的售电商^[12]; 据此 AGU 各方设置的竞价边际成本系数分别为 120、110、130, 其最大出力分别为 50 MW、100 MW、20 MW。参考文献[12]设置各方竞争策略如表 2 所示, 其中 K_H^e 、 K_L^e 分别为高价策略、低价策略的竞标电价系数, 其范围由市场竞价限制确定, 且不同时间段设定不同, 此处设置 AGU-I 总体高价竞标电价、低价竞标电价系数范围分别为 [2, 4]、[0, 2]; K_H^w 、 K_L^w 分别为高价策略、低价策略的竞标电量系

数,其范围均为 $[0, 1]$ 。上述竞标电价系数、竞标电量系数即为AGU-I竞价策略中的决策变量。基于历史、预测出清电量与电价数据,在本文中取日前预测电价、预测负荷的90%(上下偏差5%)作为常规机组竞价策略,同时,该竞价策略作为本文电能量市场的电价基准。

表2 参与市场各方竞争策略
Tab. 2 Evolutionary game revenue matrix

策略类别		AGU-I	AGU-II	AGU-III
高价策略	竞标电价系数	$[2, 4]$	1.3	1.5
	竞标电量系数	$[0, 1]$	0.7	0.8
低价策略	竞标电价系数	$[0, 2]$	0.7	0.9
	竞标电量系数	$[0, 1]$	0.6	0.7

3.2 演化博弈结果分析

本文基于出清模拟得到不同竞价策略对应收益值。基于收益值,采用AGU选取高价策略概率的动态微分方程描述复制者动态方程,从而模拟AGU选取高价策略概率的动态过程。将一天分为24个时段,以每小时为单位进行演化博弈、模拟竞价出清过程,得到参与日前市场竞争博弈的各方选择高价策略概率变化情况如图3所示。

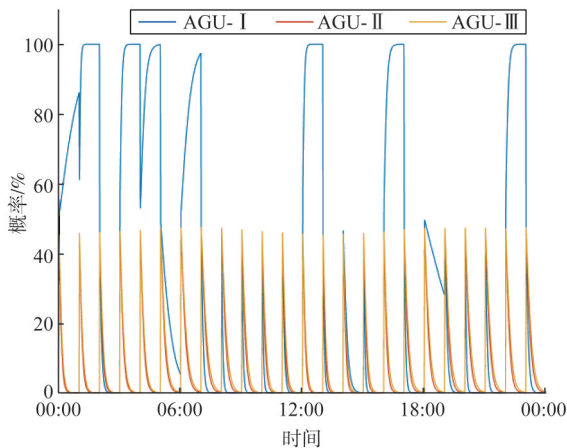


图3 每时段各博弈方选择高价策略概率变化情况

Fig. 3 Evolutionary results of the probability of choosing the high-priced strategy for each game player in each time period

AGU-I采用本文所提策略,其高价/低价竞价系数随着优化算法而在一定范围内变化,因此该AGU可根据市场出清结果、市场需求等信息调整竞价系数,在市场需求较低时选取低价策略以获取更高中标电量保证收益,在市场需求较高时可调整竞价系数并选取高价策略提高出清价格,保证一定

中标出力。AGU-II设置特性为大而稳定,其出力在清洁能源中占比较大,竞标价格相对较低。为保证中标量,AGU-II倾向于选择低价策略,仅在市场其他供电商出力不足时或预测出现负电价时选择高价策略。AGU-III设置特性为小而灵活,竞标价格相对较高,在其他AGU出力充足、竞标价格较低时,选择高价策略会使AGU-III无法中标,因此选择低价策略,以获得更高中标电量来保证收益。

3.3 内部调度结果分析

图4为AGU内清洁能源、储能在电能量市场出力分配情况。由于清洁能源出力波动性强、随机性大,同时清洁能源出力预测具有不确定性,AGU内清洁能源实际总出力与竞标出力存在偏差。在AGU内清洁能源实际总出力大于中标电量时,清洁能源会向储能充电,减少偏差考核的同时减少资源的浪费。AGU内清洁能源总出力小于中标电量时,可通过储能放电来使AGU总体出力值与中标出力相拟合,如00:00—6:00,清洁能源总体出力低于中标出力,此时储能放电,从而减少出力偏差考核。

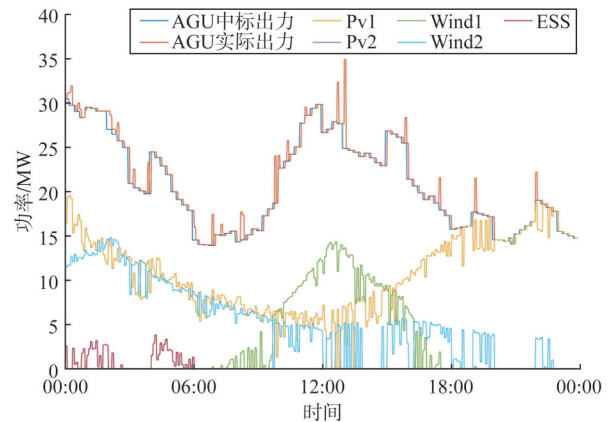


图4 AGU内资源在电能量市场出力分配

Fig. 4 Allocation of internal resources within AGU in power market output

3.4 不同竞价策略对比分析

3.4.1 出清结果分析

为便于更直观地与其他竞价策略进行对比,适当调整负荷需求曲线、市场参与者出力,使得在某些时刻出现AGU可影响市场出清价格的机会,以体现该竞价策略的有效性。不同策略得到的出清电价、中标电量如图5—6所示。

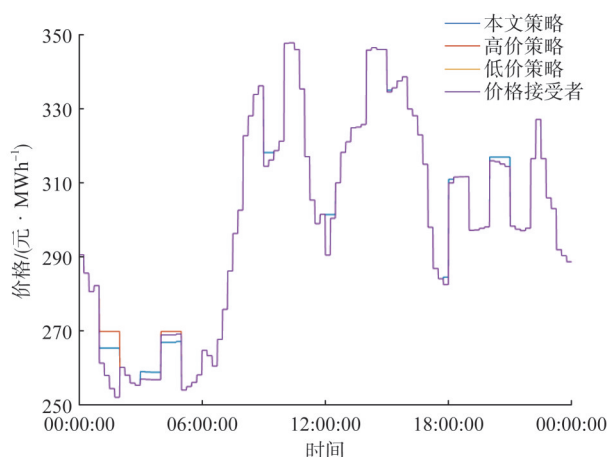


图5 采取不同竞价策略后出清电价对比

Fig. 5 Comparison of clearing results for different strategies

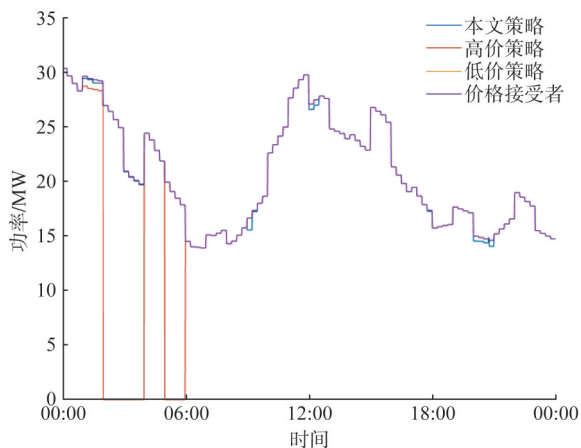


图6 采取不同竞价策略后出清电量对比

Fig. 6 Comparison of clearing results for different strategies

作为价格接受者参与电力市场时, AGU 优先出清, 不影响市场出清价格, 市场出清价格由相互竞争的常规机组、市场需求决定。对于低价策略, 竞标价格低于常规机组竞标价格时, 市场最终出清价格由占比大的常规机组决定, AGU 中标电量基本与竞标电量相同, 因此 AGU 采取低价策略的中标电量、市场出清价格与作为价格接受者参与市场时的出清电量、电价曲线相重合。AGU 采取高价策略时, 仅在市场需求大于常规机组竞标电量的情况下, 提高竞标价格才有机会影响出清价格, 但也可能无法中标。如图 5—6 所示, 01:00—02:00, 常规机组竞标电量之和小于负荷需求, AGU 经合理选取竞价策略后成为中标边际机组, 因此出清电价为 AGU 竞标价格, 适当提高了出清电价, 中标电量相应减少; 02:00—04:00, 常规机组出力大于

负荷需求, 由于 AGU 高价策略的竞标价格高于常规机组, AGU 会选择低价策略避免高价策略无法中标, 此时常规机组为边际机组, 出清电价为常规机组竞标价格, AGU 中标出力等于其竞标出力。综合比较不同策略, 本文所提策略可有效避免高价策略导致无法中标的损失, 在可中标情况下适当提高出清价格。

3.4.2 不同竞价策略获得收益对比

为更直观对比本文策略与价格接受者策略, 调整负荷需求曲线、市场参与者出力, 使得出现 AGU 可影响市场出清价格、且有足够成交电量的机会, 以体现此种情况下本文策略有效性。基于不同竞价策略得到的 AGU 在日前电能市场的中标电量、出清价格, 综合考虑 AGU 成本收益情况, 最终得到的不同竞价策略收益对比如表 3 所示。电能量市场出现负电价时, 不同竞价策略获得收益如表 4 所示。清洁能源作为价格接受者时会优先出清, 但计算实际收益时对应电价为实际出清价格的 90 %。

表3 各竞价策略收益对比

Tab. 3 Comparison of the profits for each bidding strategy

元	
策略	收益
本文策略	59 653. 50
价格接受者	49 672. 93
保守策略	58 560. 70
激进策略	46 955. 83

表4 出现负电价时各竞价策略收益对比

Tab. 4 Comparison of the profits for each bidding strategy in the event of negative tariffs

元	
策略	收益
本文策略	57 359. 98
价格接受者	41 718. 56

由表 3 可知, 电能量市场不出现负电价时, 本文策略与保守(低价)策略^[22]所获得的收益相近; 激进(高价)策略^[22]易出现无法中标的情况, 因此所获得收益较低; 作为价格接受者参与市场时, 尽管清洁能源出力优先出清, 但其实际结算电价较低, 因此获得收益低于本文策略与价格接受者。在电能量市场出现负电价时, 由于价格接受者同样接受负电价, 因此收益降低, 本文策略会基于演化博弈收益

值优化 AGU 参与电能量市场竞价策略, 有效避免负电价带来的亏损。

3.5 清洁能源单独参与市场对比

表 5 为不同清洁能源商单独参与日前电能量市场获得的收益与聚合后参与日前电能量市场获得的收益对比, 清洁能源聚合时采用 Shapley 值法分配收益后各清洁能源获得收益对比。

表 5 清洁能源单独/聚合参与市场收益对比

Tab. 5 Comparison of market returns for individual/aggregated participation in clean energy 元		
清洁能源	单独参与	聚合参与
风电 1	11 727. 56	11 896. 24
风电 2	26 993. 91	27 162. 60
光伏 1	10 708. 84	10 875. 12
光伏 2	8 313. 62	8 479. 91
储能	1 157. 39	1 239. 63

采用 Shapley 值算法进行收益分配后, 各主体都能获得高于独自参与电力市场获得的收益, 尽管增加的收益不多, 但 AGU 通常以长期聚合为目标建立, 因而从长期发展来看, 将清洁能源聚合参与电力市场并采用 Shapley 值算法分配收益可保证合作主体稳定性以及参与聚合的积极性与主动性。

4 结论

本文基于出清模型、演化博弈理论构建了 AGU 参与电能量市场竞价策略优化模型, 并采用 Shapley 值法对 AGU 内部收益分配。最后, 基于浙江省电力市场相关数据进行算例分析, 主要结论如下。

1) 相较于作为价格接受者参与电力市场, AGU 采用本文提出的竞价策略参与电力市场能够有效避免负电价出现时带来的亏损, 提高了 AGU 参与市场化竞争的收益能力, 有利于维护市场主体平等竞争、自主选择的目标。

2) 与传统竞价策略相比, 采用本文所提竞价策略能够有效避免高价(激进)策略导致无法中标; 相较于低价(保守)策略, 本文所提测了可在市场需求大于常规机组出力时, 通过选取高价策略, 在保证中标的同时提高出清电价从而增加 AGU 收益。

3) 相较于清洁能源独自参与电力市场, 将清洁

能源聚合参与电力市场, 能够增加清洁能源的收益, 从而增加各清洁能源商参与聚合的积极性。

参考文献

- [1] 国家发展和改革委员会. 中共中央, 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见[EB/OL]. [2016-12-14]. http://tgs.ndrc.gov.cn/zywj/201601/t20160129_773852.html.
- [2] 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[EB/OL]. [2022-01-18]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-01/30/content_5671296.htm.
- [3] 代江, 朱思霖, 田年杰, 等. 基于储能灵活能量状态的现货电能量-辅助服务市场联合出清机制[J]. 南方电网技术, 2024, 18(1): 58-68.
DAI Jiang, ZHU Silin, TIAN Nianjie, et al. Joint clearing mechanism of spot power energy-auxiliary service market considering flexible state of energy in energy storage [J]. Southern Power System Technology, 2024, 18(1): 58-68.
- [4] 盛万兴, 吴鸣, 季宇, 等. 分布式可再生能源发电集群并网消纳关键技术及工程实践[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(8): 2175-2186.
SHENG Wanxing, WU Ming, JI Yu, et al. Key techniques and engineering practice of distributed renewable generation clusters integration [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(8): 2175-2186.
- [5] 孙玲玲, 高赐威, 谈健, 等. 负荷聚合技术及其应用[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(6): 159-167.
SUN Lingling, GAO Ciwei, TAN Jian, et al. Load aggregation technology and its applications [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(6): 159-167.
- [6] YU Heyang, ZHANG Jingchen, MA Junchao, et al. Privacy-preserving demand response of aggregated residential load [J]. Applied Energy, 2023(339): 121018.1-121018.14.
- [7] 唐雨晨, 林毅, 王仁顺, 等. 基于变分模态分解的高比例新能源电网调频储能需求计算方法[J]. 南方电网技术, 2023, 17(3): 146-155.
TANG Yuchen, LIN Yi, WANG Renshun, et al. Demand calculation method of energy storage in high-proportion new energy power system frequency regulation based on variational modal decomposition [J]. Southern Power System Technology, 2023, 17(3): 146-155.
- [8] 陈启鑫, 刘学, 房曦晨, 等. 考虑可再生能源保障性消纳的电力市场出清机制[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(6): 26-33.
CHEN Qixin, LIU Xue, FANG Xichen, et al. Electricity market clearing mechanism considering guaranteed accommodation of renewable energy [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(6): 26-33.
- [9] DING Huajie, HU Zechun, SONG Yonghua. Rolling optimization of wind farm and energy storage system in electricity markets [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(5): 2676-2684.
- [10] YE Yujian, QIU Dawei, SUN Mingyang, et al. Deep reinforcement learning for strategic bidding in electricity markets [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 11(2): 1343-1355.
- [11] ZHANG Yang, YANG Qingyu, LI Donghe, et al. A reinforcement and imitation learning method for pricing strategy of

- electricity retailer with customers' flexibility [J]. Applied Energy, 2022(323): 119543. 1 – 119543. 14.
- [12] 曹阳, 喻洁, 李扬, 等. 基于演化博弈的区域综合能源市场零售侧竞争策略选择方法[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(5): 104 – 113.
- CAO Yang, YU Jie, LI Yang, et al. Evolutionary game based competition strategy selection method for retail side of regional integrated energy market [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(5): 104 – 113.
- [13] 谢敏, 黄莹, 李弋升, 等. 分布式能源动态聚合于虚拟电厂的演化博弈决策方法和机理分析[J]. 电网技术, 2023, 47(12): 4958 – 4977.
- XIE Min, HUANG Ying, LI Yisheng, et al. Evolutionary game decision method and mechanism analysis of distributed energy resources dynamically aggregated into virtual power plan [J]. Power System Technology, 2023, 47(12): 4958 – 4977.
- [14] 武英利, 张彬, 闫龙, 等. 基于演化博弈的海上风电投资策略选择及模型研究[J]. 电网技术, 2014, 38(11): 2978 – 2985.
- WU Yingli, ZHANG Bin, YAN Long, et al. Research and modeling of evolutionary game based selection of investment strategies for offshore wind farm [J]. Power System Technology, 2014, 38(11): 2978 – 2985.
- [15] 国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司. 关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知[EB/OL]. [2022 – 5–24]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202206/t20220607_1326854.html.
- [16] 国家发展改革委、国家能源局. 关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见[EB/OL]. [2021 – 2–25]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021 – 03/06/content_5590895.htm.
- [17] 浙江省电力学会. 新能源汇集站接入系统设计规范[EB/OL]. [2022 – 12 – 11]. <http://www.zjsee.org/uploadfile/editors/file/20230529/1685348481352132.pdf>.
- [18] 刘寅韬, 江全元, 耿光超, 等. 基于合作联盟的电化学储能共享模式研究[J]. 电网技术, 2024, 48(5): 1947 – 1956.
- LIU Yintao, JIANG Quanyuan, GENG Guangchao, et al. Research on the sharing model of electrochemical energy storage based on cooperative alliance [J]. Power System Technology, 2024, 48(5): 1947 – 1956.
- [19] 国家发展改革委、国家能源局. “十四五”现代能源体系规划[EB/OL]. [2022 – 1–29]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022 – 03/23/content_5680759.htm.
- [20] 陈炜, 艾欣, 范滢丹, 基于模仿者动态算法的虚拟发电厂内部分布式发电资源均衡调度方法[J]. 电网技术, 2014(3): 589 – 595.
- CHEN Wei, AI Xin, FAN Yingdan. Replicator dynamics algorithm based equilibrium dispatching strategy for distributed energy resources in virtual power plant [J]. Power System Technology, 2014(3): 589 – 595.
- [21] 向育鹏, 卫志农, 孙国强, 等. 基于全寿命周期成本的配电网蓄电池储能系统的优化配置[J]. 电网技术, 2015(1): 264 – 270.
- XIANG Yupeng, WEI Zhinong, SUN Guoqiang, et al. Life cycle cost based optimal configuration of battery energy storage system in distribution network [J]. Power System Technology, 2015(1): 264 – 270.
- [22] 彭春华, 钱锟, 闫俊丽. 新能源并网环境下发电侧微分演化博弈竞价策略[J]. 电网技术, 2019, 43(6): 2002 – 2010.
- PENG Chunhua, QIAN Kun, YAN Junli. A bidding strategy based on differential evolution game for generation side in power grid integrated with renewable energy resources [J]. Power System Technology, 2019, 43(6): 2002 – 2010.
- [23] 国家能源局综合司, 浙江省发展改革委. 《浙江电力现货市场基本规则(征求意见稿)》[EB/OL]. [2023 – 1–3] http://www.nea.gov.cn/2022 – 11/25/c_1310679693.htm
- [24] 李凌, 卓毅鑫, 黄旭, 等. 考虑梯级水电参与的电力市场出清模型研究[J]. 电力需求侧管理, 2023, 25(1): 27 – 32.
- LI Ling, ZHUO Yixin, HUANG Kui, et al. Study on clearing model of power market considering participation of cascade hydropower [J]. Power Demand Side Management, 2023, 25(1): 27 – 32.
- [25] 张靖琛, 江全元, 耿光超, 等. 基于区块链的负荷聚合商及居民用户多方共治交易模式[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(1): 109 – 118.
- ZHANG Jingcheng, JIANG Quanyuan, GENG Guangchao, et al. Multi-party co-governance block chain architecture design for load aggregators [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(1): 109 – 118.
- [26] 钱锟. 智能电网中发电侧演化博弈竞价策略研究[D]. 南昌: 华东交通大学, 2018.
- [27] 俞容江, 陈致远, 尹建兵, 等. 第三方投资共享储能电站商业模式及其经济性评价[J]. 南方电网技术, 2022, 16(4): 78 – 85.
- YU Rongjiang, CHEN Zhiyuan, YIN Jianbing, et al. Business model and economic evaluation of third-party invested and shared energy storage [J]. Southern Power System Technology, 2022, 16(4): 78 – 85.
- [28] 何颖源, 陈永翀, 刘勇, 等. 储能的度电成本和里程成本分析[J]. 电工电能新技术, 2019, 38(9): 1 – 10.
- HE Yingyuan, CHEN Yongchong, LIU Yong, et al. Analysis of cost per kilowatt-hour and cost per mileage for energy storage technology [J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy, 2019, 38(9): 1 – 10.
- [29] 唐家俊, 吴晓刚, 张思, 等. 基于Gale-Shapley算法的虚拟电厂与分布式资源匹配机制[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(18): 65 – 73.
- TANG Jiajun, WU Xiaogang, ZHANG Si, et al. Matching mechanism for virtual power plants and distributed energy resources based on gale-shapley algorithm [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(18): 65 – 73.
- [30] 李祥光, 谭青博, 李帆琪, 等. 电碳耦合对煤电机组现货市场结算电价影响分析模型[J]. 中国电力, 2024, 57(5): 113 – 125.
- LI Xiangguang, TAN Qingbo, LI Fanqi, et al. Analysis model to study the influence of electrocarbon coupling on settlement price of coal power units in spot market [J]. Electric Power, 2024, 57(5): 113 – 125.

收稿日期: 2023-09-15; 网络首发日期: 2025-05-08

作者简介:

莫凯佳(2000), 女, 硕士研究生, 研究方向为储能运行优化、电力市场, mkj@zju.edu.cn;

何英静(1975), 女, 高级工程师(教授级), 硕士, 研究方向为电网规划, 626140846@qq.com;

江全元(1975), 男, 通信作者, 教授, 博士, 研究方向为新能源并网及储能技术应用, jqy@zju.edu.cn。

附录

表 A1 储能设备参数

Tab. A1 Parameters of energy storage

P_{in}^{max}/MW	P_{out}^{max}/MW	η_{sin}	η_{sout}	E/MWh	S_{max}^{oc}	S_{min}^{oc}	S_0^{oc}
10	10	0.9	0.9	20	0.9	0.1	0.5

表中： P_{in}^{max} 、 P_{out}^{max} 分别为储能充电、放电功率最大值； η_{sin} 、 η_{sout} 分别为储能充电、放电效率； E 为储能容量； S_{max}^{oc} 、 S_{min}^{oc} 分别为储能荷电状态最大、最小值； S_0^{oc} 为储能初始荷电状态。

表 A2 清洁能源聚合成本

Tab. A2 Cost of clean energy aggregation 万元

风电站	光伏电站	水电站	储能
58	65	80	80

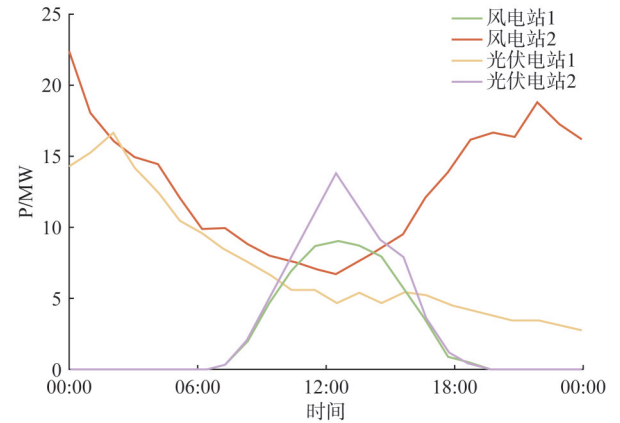


图 A1 AGU-I内清洁能源预测出力

Fig. A1 Forecasts outputs of clean energies in AGU-I

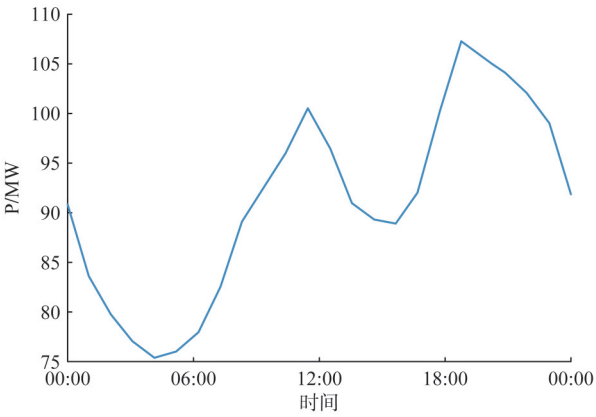


图 A2 日前预测负荷曲线

Fig. A2 Day-ahead forecast load curve

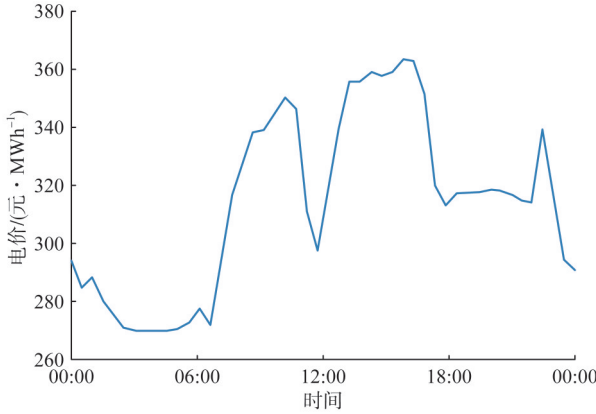


图 A3 日前预测电能量市场电价

Fig. A3 Day-ahead forecasts of electric nergy markets tariffs