

基于电力市场下储能交易的出清模型及定价策略研究

钟雨哲

(中冶赛迪电气技术有限公司, 重庆 400010)

摘要: 大规模的新能源并网消纳将会引起电力系统对储能的需求大幅度增加, 考虑到电力市场下储能参与交易共享的现状, 提出一种基于电力市场下储能交易的出清模型及定价策略。为满足各方用户的交易需求, 针对性地对功率交易权和容量交易权进行顶层设计。根据功率交易权和容量交易权的交易特点, 在满足交易的约束范围内, 建立了基于储能使用权交易的收益最大化的出清模型, 并结合最优性原理制定了一套交易价格结算机制, 在充分保障各方利益前提下, 促进储能交易的公平性。最后, 通过仿真算例验证所提模型和定价策略的合理性。

关键字: 电力交易; 储能共享; 储能使用权; 定价机制; 最优性原理

Clearing model and pricing rules of energy storage rights in electricity market

ZHONG Yuzhe

(China Metallurgical CCID Electric Technology Co., Ltd., Chongqing 400010, China)

Abstract: Large-scale new energy grid-connected consumption will cause a significant increase in the demand for energy storage in the power system, considering the current situation of energy storage participation in transaction sharing under the power market, a clearing model and pricing strategy based on energy storage transactions in the power market is proposed. In order to meet the transaction needs of users of all parties, the top-level design of power trading rights and capacity trading rights is carried out. According to the trading characteristics of power trading rights and capacity trading rights, within the scope of meeting the constraints of the transaction, a clearance model based on the maximization of the income of the energy storage right transaction is established, and the principle of optimality to formulate a set of transaction price settlement mechanism to promote the fairness of energy storage transactions under the premise of fully protecting the interests of all parties is combined. Finally, simulation studies are used to verify the rationality of the proposed model and pricing strategy.

Key words: electricity trading; senergy storage sharing; energy storage use right; pricing mechanism; optimality principle

0 引言

可再生能源大规模并网后, 鉴于该类电源的随机波动特点, 将增加电网安全运行的风险^[1]。现有的做法是结合储能的优势进行调节^[2]。然而, 综

合考虑储能设备的寿命、容量以及造价等因素的影响, 储能装置的规模化推广将面临很大的困难^[3]。借助电力市场化一系列重大改革来推动储能的规模化应用, 从而获得更多相应的政策和市场

支持。另外,储能通过参与峰谷套利、开展辅助服务等方式,以增加市场收益^[4]。然而,储能系统参与电力交易时受市场相关规则的制约,无法大规模应用推广。因此对储能交易的出清机制和定价策略需深入探讨。目前储能参与商业运营方面重点涉及储能优化、资源配置等^[5-11]。文献[5]详细分析了利用虚拟电厂对多种电源(含储能)系统进行优化,并对综合能源的资源配置进行风险测评。文献[6-8]基于源-储合作、储能调节和荷-储合作等商业模式,对储能参与交易的最佳盈利方案进行详细分析。文献[9]对含储能设备、燃气轮机组等系统参与市场交易进行了分析探讨。文献[10]综合考虑电力网络架构、节点电压优化控制以及储能系统适用性调节等因素,提出了一种灵活规避储能参与市场交易风险的容量优化策略。文献[11]详细探讨了含风电电源参与综合能源优化布局的模式,充分提高风电资源并网消纳获取更多收益,同时又能兼顾储能系统的交易价值。

为充分发掘电力市场下储能系统的经济效益^[13-18],文献[14]设计了一种多类型电源的集中+分散调控、储能用户分层分区调节的共享机制,从而实现储能资源的优化配置。文献[15]通过建立云端共享的模式来实现储能资源和用户需求的综合协调配置,促进储能云虚拟系统发挥出储能的实体功效和储能交易的社会价值。文献[16]结合博弈原理详细分析了发电侧共享模式下的储能特征,并建立相应的优化调度模型,提升了储能资源在综合发电项目中的应用比例,从而增加综合能源发电市场中储能参与市场交易的经济收益。文献[17-18]针对电力交易市场开展区域综合能源多级化拍卖的交易研究,通过构建储能容量参与市场交易的共享机制,实现不同时间尺度下储能资源均能获得较优的市场交易资源。以上分析研究均能准确地反映和分享储能资源参与市场共享的交易理念,并从不同角度分别给出了储能资源参与共享市场交易的实现方式,为探索储能资源参与新模式下的市场交易奠定了适用性基础。然而,鉴于目前储能资源参与市场

共享的交易品种偏少,很大程度上阻碍了储能资源参与多样化市场交易的进程。且现有储能研究侧重优化调度方面,很难针对不同市场主体的收益情况。

综上所述,为探讨储能系统参与共享交易的市场需求,将储能出资方、储能消费方视作两大参与主体,本文提出了一种储能参与市场共享交易下的出清模型和定价策略。基于储能的输出功率和容量特性,在保证市场交易主体各方利益的同时,兼顾储能交易的经济收益。

1 储能交易下的统一出清策略

1.1 储能交易

为准确描述储能交易中各主体收益的所属问题,本文在储能交易中针对性地设计了所有权、使用权两种类型。其中,储能出资方拥有所有权,储能用户拥有使用权。如某用户不具备所有权,可利用储能交易来购买储能资源的使用权。以上所述通过建立储能的所有权和使用权相隔离的交易机制,实现共享模式下储能资源的优化配置。

1.2 储能使用权的交易类型

1.2.1 功率交易权和容量交易权

为满足电力交易市场中各储能用户的不同需求,本文进一步将储能使用权细分为功率交易权、容量交易权两种类型。功率交易权详细定义为各储能用户在规定的交易周期内执行储能充/放电的权利,并且交易过程中该充/放电功率可当作确定值。储能用户可结合功率交易权获取峰-谷间能源需求转化的共享收益。容量交易权详细定义为各储能用户在规定的交易周期内执行储能充/放电的权利,该项权利的执行可根据储能用户的需求状况灵活确定。各交易用户可利用容量交易权调节新能源的上网出力以及平抑因新能源并网后对系统电压波动的影响,从而在辅助市场交易中获取收益。

1.2.2 功率交易权约束

对用户 n 而言,假定参与储能交易所需的充/

放电功率交易权分别设置为 $q_{n,t}^c$ 、 $q_{n,t}^d$ ，且满足以下约束条件

$$S_{n,t} = \eta^s S_{n,t-1} + \sum_{n \in N_t} (\eta^c q_{n,t}^c - q_{n,t}^d / \eta^d) \Delta t \quad (1)$$

$$S_{t,\min} \leq S_{n,t} \leq S_{t,\max} \quad (2)$$

$$-R_p < \sum_{n \in N_t} (\eta^c q_{n,t}^c - q_{n,t}^d / \eta^d) < R_p \quad (3)$$

式中， N_t 为在时段 t 内参与储能充/放电功率交易权的总交易用户数； Δt 为交易出清时间周期； $S_{n,t}$ 为进行功率权交易的储能电量； η^c 、 η^d 、 η^s 分别为储能系统的充/放电及储能效率； $S_{t,\max}$ 、 $S_{t,\min}$ 为执行容量交易权出清后，储能系统进行相应修正的上下限电量； R_p 为容量权约束下的充电功率的修正上限值。

1.2.3 容量权约束

选取 M_t 表示交易区间 $[t, t^*]$ 内的储能用户的容量权集。对 m 用户设定其容量权为 $q_{m,t}^f$ ，且满足下列约束条件

$$S_{m,t} = S_{m,t^*} = S_{m,0} \quad (4)$$

$$S_{m,t} = \eta^s S_{m,t-1} + \eta q_{m,t}^c - q_{m,t}^d / \eta^d \quad (5)$$

$$0 \leq S_{m,t} \leq q_{m,t}^f \quad (6)$$

$$-R_{m,t} < \eta q_{m,t}^c - q_{m,t}^d / \eta^d < R_{m,t} \quad (7)$$

$$R_{m,t} = R_{p,t} \times q_{m,t}^f / (S_{\max} - S_{\min}) \quad (8)$$

$$q_{m,t}^c > 0 \quad (9)$$

$$q_{m,t}^d > 0 \quad (10)$$

式中， $S_{m,t}$ 为 m 用户执行容量交易权的储能电量； $S_{m,0}$ 为 m 用户执行容量交易权的初始储能电量； $q_{m,t}^c$ 、 $q_{m,t}^d$ 分别为 m 用户执行容量交易权的充/放电功率； $\bar{R}_{m,t}$ 为 m 用户执行容量交易权的上限充电功率； $S_{\max}$ 、 $S_{\min}$ 分别为储能参与共享交易的上下限电量； $R_{p,t}$ 为储能上限充电功率。

1.3 储能使用权出清模型

根据交易市场的各用户对功率交易权、容量交易权的实际需求，本文建立电力市场下含储能交易的统一的出清模型。在交易出清中，需重点考虑储能电源的运行特点，在保障储能系统运行稳定的基础上，对各储能用户开展使用权约束交易。

1.3.1 优化函数

以储能的经济价值考虑，本文所建立的储能交易出清收益模型，用 F_t 表示，计算公式为

$$F_t = \max \sum_{t=1}^T \sum_{n \in N_t} (\pi_{n,t}^d q_{n,t}^d - \pi_{n,t}^c q_{n,t}^c) + \sum_{t=1}^T \sum_{t^*=t+1}^T \sum_{m \in M_{t,t^*}} \pi_{m,t,t^*}^f q_{m,t,t^*}^f \quad (11)$$

式中， $\pi_{n,t}^d$ 、 $\pi_{n,t}^c$ 分别为用户 n 在时段 t 内的放/充电率权报价； $\pi_{(m,t),t^*}^f$ 为用户 m 在交易区间 $[t, t^*]$ 内的容量权报价。

1.3.2 约束条件

(1) 储能电量状态转移约束条件

$$S_t = \eta^s S_{t-1} + \sum_{n \in N_t} (\eta^c q_{n,t}^c - q_{n,t}^d / \eta^d) \times \Delta t - k \sum_{t^*=t+1}^T \sum_{m \in M_{t,t^*}} q_{m,t,t^*}^f + k \times \sum_{t^*=1}^{t-1} \sum_{m \in M_{t,t^*}} q_{m,t,t^*}^f : (\lambda_t) \quad (12)$$

式中， S_t 为 t 时段电力市场交易下的储能电量； k 为参与容量交易权交易的用户其初始电量与出清总电量的比值； λ_t 为拉格朗日算子，反映以储电量为变量的储能边际收益。

(2) 电量约束条件

$$S_{\min} + \sum_{t=1}^T \sum_{t^*=t+1}^T \sum_{m \in M_{t,t^*}} q_{m,t,t^*}^f \leq S_t \leq S_{\max} - \sum_{t=1}^T \sum_{t^*=t+1}^T \sum_{m \in M_{t,t^*}} q_{m,t,t^*}^f : (\sigma_t^-, \sigma_t^+) \quad (13)$$

式中， σ_t^+ 、 σ_t^- 为在储能电量不等式约束下的边界值，以反映储能的上下限电量为变量的边际收益； $S_{\max}$ 、 $S_{\min}$ 分别为参与储能容量交易权交易的储能电量上下限约束值。

(3) 储能充/放电功率约束条件

$$\begin{aligned} & -R \times \{1 - [\sum_{t=1}^T \sum_{t^*=t+1}^T \sum_{m \in M_{t,t^*}} q_{m,t,t^*}^f + k \sum_{t^*=t+1}^T \sum_{m \in M_{t,t^*}} q_{m,t,t^*}^f + \\ & (1-k) \sum_{t=1}^T \sum_{m \in M_{t,t^*}} q_{m,t,t^*}^f] / (S_{\max} - S_{\min})\} \leq \\ & \sum_{n \in N_t} (\eta^c q_{n,t}^c - q_{n,t}^d / \eta^d) \leq \bar{R} \{1 - [\sum_{t=1}^T \sum_{t^*=t+1}^T \sum_{m \in M_{t,t^*}} q_{m,t,t^*}^f + \\ & (1-k) \sum_{t^*=t+1}^T \sum_{m \in M_{t,t^*}} q_{m,t,t^*}^f + k \sum_{t=1}^T \sum_{m \in M_{t,t^*}} q_{m,t,t^*}^f] / \\ & (S_{\max} - S_{\min}) : (\gamma_t^-, \gamma_t^+) \end{aligned} \quad (14)$$

式中， γ_t^- 、 γ_t^+ 分别为左右不等式约束下的边界

值，以反映储能放/充电功率的上限值对应的边际效益。

(4) 电量平衡约束条件

$$S_0 = S_T \quad (15)$$

(5) 交易品种申报量约束条件

$$0 \leq q_{n,t}^c \leq Q_{n,t}^c \quad (16)$$

$$0 \leq q_{n,t}^d \leq Q_{n,t}^d \quad (17)$$

$$0 \leq q_{n,t}^f \leq Q_{n,t}^f \quad (18)$$

式中， $Q_{n,t}^c$ 为 n 用户在时段 t 内申报的充电交易权的可执行电量； $Q_{n,t}^d$ 为 n 用户在时段 t 内申报的放电交易权的可执行电量； $Q_{n,t}^f$ 为 m 用户在交易区间 $[t, t^*]$ 内申报的容量交易权的可执行电量；整个交易过程中各方交易用户的出清电量均在 $[0, Q]$ 内。

2 统一出清定价策略

2.1 定价策略

利用文献[18]所述的议价原理，用于解决本文所建立储能交易规划问题。本质上以连续变量 $q_{i,n}^d$ 、 $q_{i,n}^c$ 、 $q_{i,t',m}^f$ 和 S_i 为决策变量，利用一阶最优性原则，获得电力交易模型的全局最优解。

结合一阶最优性原则，本文建立了电力市场环境下的储能交易的统一出清定价模型。采用充/放电模式下的功率交易权和容量交易权的交易价格，可用于反映各交易品种下储能资源交易的边际价值。且储能交易过程将受到各交易类型下约束条件的影响，具体原则：首先，计算各交易约束下储能资源的边际价值；该计算方式为某交易约束下的储能资源的状态变化量同该约束下的储能资源价值变化量之积；其次，计算各交易约束下的出清价格，计算某类交易类型下对应的储能交易边际价值，依次相加得到储能交易的出清价格。

结合上述原则，可制定各类交易类型的出清价格模型。

1) 时段 t 内的充电功率交易权的出清价格为 p_t^c ，计算公式为

$$p_t^c = \eta^c \lambda_t \Delta t + \eta^c (\gamma_t^- - \gamma_t^+) \quad (19)$$

2) 时段 t 内的放电功率交易权的出清价格为 p_t^d ，计算公式为

$$p_t^d = \lambda_t \Delta t / \eta^d + (\gamma_t^- - \gamma_t^+) / \eta^d \quad (20)$$

3) 交易周期 $[t, t^*]$ 内的容量交易权的出清价格为 p_{t,t^*}^f ，计算公式为

$$p_{t,t^*}^f = k \lambda_t - k \lambda_{t^*} + [k \gamma_t^- + (1-k) \gamma_t^+ + (1-k) \gamma_{t^*}^- + k \gamma_{t^*}^+] / (S_{\max} - S_{\min}) \quad (21)$$

针对不同的交易类型，交易用户的结算原则同储能系统结算存在一定差异。具有充电功率交易权的用户应向储能资源系统进行售电交易，但需向储能资产方收取交易费用；具有放电功率交易权的用户向储能资源系统进行购电交易，但需向储能资产方支付交易费用；具有容量交易权的用户在规定交易期内可自主开展不同类型的储能市场化交易，但需向储能资产方支付相应的交易费用。

2.2 市场主体最优性条件分析

结合一阶最优性原则的定价原理，为实现储能交易的最大利益，结合价格调节的方式对储能资产方和相关用户进行利益分配。在兼顾储能资产方获得最大收益的同时，依据最优性原理，促进交易用户也能获得最优收益。

假定充电功率交易权的用户 n 在时段 t 内的报价为 $p_{n,t}^c$ ，申报的交易量为 $Q_{n,t}^c$ 。设定用户 n 的出清量 $q_{n,t}^c$ 为决策量，结合本文的定价原则，用户 n 的收益模型为

$$F_n = \max[\eta^c \lambda_t \Delta t + \eta^c (\gamma_t^- - \gamma_t^+) - \pi_{n,t}^c] q_{n,t}^c \quad (22)$$

$$\text{s.t. } 0 \leq q_{n,t}^c \leq Q_{n,t}^c : (u_{n,t}^{c-}, u_{n,t}^{c+}) \quad (23)$$

式中， F_n 为储能交易用户 n 的增加收益。

采用一阶最优性原则，式(22)、式(23)变换后为

$$\pi_{n,t}^c - \eta^c \lambda_t \Delta t - \eta^c (\gamma_t^- - \gamma_t^+) - \mu_{n,t}^{c-} + \mu_{n,t}^{c+} = 0 \quad (24)$$

$$q_{n,t}^c \mu_{n,t}^{c-} + (Q_{n,t}^c - q_{n,t}^c) \mu_{n,t}^{c+} = 0 \quad (25)$$

$$\mu_{n,t}^{c-} \geq 0; \mu_{n,t}^{c+} \geq 0 \quad (26)$$

式(24)为式(22)、式(23)以决策量 $q_{n,t}^c$ 的拉格朗日偏导函数。式(25)、式(26)为相关约束式。

同理，对于参与储能放电功率权、容量交易权的相关用户，相应的交易收益模型。

放电功率交易权的增益模型，计算公式为

$$-\pi_{n,t}^d + \lambda_t \Delta t / \eta^d + \eta^d (\gamma_t^- - \gamma_t^+) - \mu_{n,t}^{d-} + \mu_{n,t}^{d+} = 0 \quad (27)$$

$$q_{n,t}^d \mu_{n,t}^{d-} + (Q_{n,t}^d - q_{n,t}^d) \mu_{n,t}^{d+} = 0 \quad (28)$$

$$\mu_{n,t}^{d-} \geq 0; \mu_{n,t}^{d+} \geq 0 \quad (29)$$

容量交易权的增益模型计算公式为

$$-\pi_{m,t,t^*}^f + k \lambda_t - k \lambda_{t^*} + \sum_{\tau=t}^{t^*-1} \sigma_{\tau}^- + \sum_{\tau=t^*}^{t-1} \sigma_{\tau}^+ + [k \gamma_t^- + (1-k) \gamma_t^+ + \sum_{\tau=t-1}^{t^*-1} \gamma_{\tau}^- + \sum_{\tau=t^*}^{t-1} \gamma_{\tau}^+ + (1-k) \gamma_{t^*}^- + k \gamma_{t^*}^+] / \quad (30)$$

$$(S_{\max} - S_{\min}) - \mu_{m,t,t^*}^f + \mu_{m,t,t^*}^{f+} = 0$$

$$q_{m,t,t^*}^f \mu_{m,t,t^*}^f + (Q_{m,t,t^*}^f - q_{m,t,t^*}^f) \mu_{m,t,t^*}^{f+} = 0 \quad (31)$$

$$\mu_{m,t,t^*}^{f-} \geq 0; \mu_{m,t,t^*}^{f+} \geq 0 \quad (32)$$

按照本文所提的出清模型和定价原则，可满足储能资产方和各交易用户收益的最优性条件。

2.3 市场主体利益分析

根据前述的市场出清模型、定价方法及支付关系，可以得到各主体的市场利益。

(1) 储能资产方交易收益 R_s

$$R_s = \sum_{t=1}^T \sum_{n \in N_t} (p_{n,t}^d q_{n,t}^d - p_{n,t}^c q_{n,t}^c) + \sum_{t=1}^T \sum_{t^*=t+1}^T \sum_{m \in M_{t,t^*}} p_{m,t,t^*}^f q_{m,t,t^*}^f \quad (33)$$

(2) 充电功率交易权用户的交易利益 R_c

$$R_c = \sum_{t=1}^T \sum_{n \in N_t} (p_{n,t}^c - \pi_{n,t}^c) q_{n,t}^c \quad (34)$$

(3) 放电功率交易权用户的交易利益 R_d

$$R_d = \sum_{t=1}^T \sum_{n \in N_t} (\pi_{n,t}^d - p_{n,t}^d) q_{n,t}^d \quad (35)$$

(4) 容量交易权用户的交易利益 R_f

$$R_f = \sum_{t=1}^T \sum_{t^*=t+1}^T \sum_{m \in M_{t,t^*}} (\pi_{m,t,t^*}^f - p_{m,t,t^*}^f) q_{m,t,t^*}^f \quad (36)$$

(5) 对于储能投资方，其交易收益 R_s 计算公式为

$$R_s = \sum_{t=1}^T \sum_{n \in N_t} [(\pi_{n,t}^d + u_{n,t}^{d-} - u_{n,t}^{d+}) q_{n,t}^d - (\pi_{n,t}^c - u_{n,t}^{c-} + u_{n,t}^{c+}) q_{n,t}^c] + \sum_{t=1}^T \sum_{t^*=t+1}^T \sum_{m \in M_{t,t^*}} (\pi_{m,t,t^*}^f + u_{m,t,t^*}^{f-} - u_{m,t,t^*}^{f+}) q_{m,t,t^*}^f \quad (37)$$

结合对偶性原理将式 (11) ~ 式 (18) 进行整理可得目标函数为

$$F_t = \min \sum_{t=1}^T [\sigma_t^+ S_{\max} + \bar{R} \gamma_t^- + \bar{R} \gamma_t^+ + \sum_{n \in N_t} (u_{n,t}^{c+} Q_{n,t}^c + u_{n,t}^{d+} Q_{n,t}^d)] + \sum_{t=1}^T \sum_{t^*=t+1}^T \sum_{m \in M_{t,t^*}} u_{m,t,t^*}^{f+} Q_{m,t,t^*}^f \quad (38)$$

在目标函数最优解处，式 (11) 和式 (38) 的解一样，并将其代入式 (37) 简化处理后有

$$R_s = \sum_{t=1}^T (\sigma_t^+ S_{\max} + \bar{R} \gamma_t^- + \bar{R} \gamma_t^+) > 0 \quad (39)$$

对参与充电功率交易权的用户而言，结合式 (16)、式 (19) 及式 (24) 可推导出 R_c 非负；同理，结合式 (17)、式 (20) 及式 (27) 可推导出 R_d 非负；结合式 (18)、式 (21) 及式 (30) 可推导出 R_f 非负。因此，本文所提模型及定价策略可满足所有交易主体的利益，保证每个交易主体收益最优。最后利用 PSO 算法^[19] 对本文的模型进行优化求解，其优化流程图如图 1 所示。

3 算例分析

选取某园区进行建模仿真，该园区能源置于完全竞争的市场环境。该园区包含 1 个储能站和 7 个储能用户。其中， N_1 、 N_2 用户重点参与储能资源系统的充电功率权交易， N_3 、 N_4 用户重点参与储能资源系统的放电功率权交易， N_5 用户根据自身需求可同时参与储能资源系统的充/放电功率权交易， M_1 、 M_2 用户重点参与储能资源系统的容量权交易。开展交易的储能系统的仿真参数和各交易用户的申报相关信息见表 1 ~ 表 3。交易时间周期取 1 h，开展日前交易时间跨度（24 个交易日）的仿真分析。此外，假定在储能交易完成后，储能系统的电量维持在某一数值内，本文设置 $S_0 = 1/2 S_{\max}$ 。对于参与储能容量交易权的用户，其初始电量占比 k 设定为 0.5。

表 1 储能系统参数配置

Tab. 1 Parameter configuration of energy storage system

$\bar{R}$ / MW	$S_{\max}$ / (MW·h)	$S_{\min}$ / (MW·h)	η^c	η^d	η^s
6	12	0	0.9	1.0	0.99

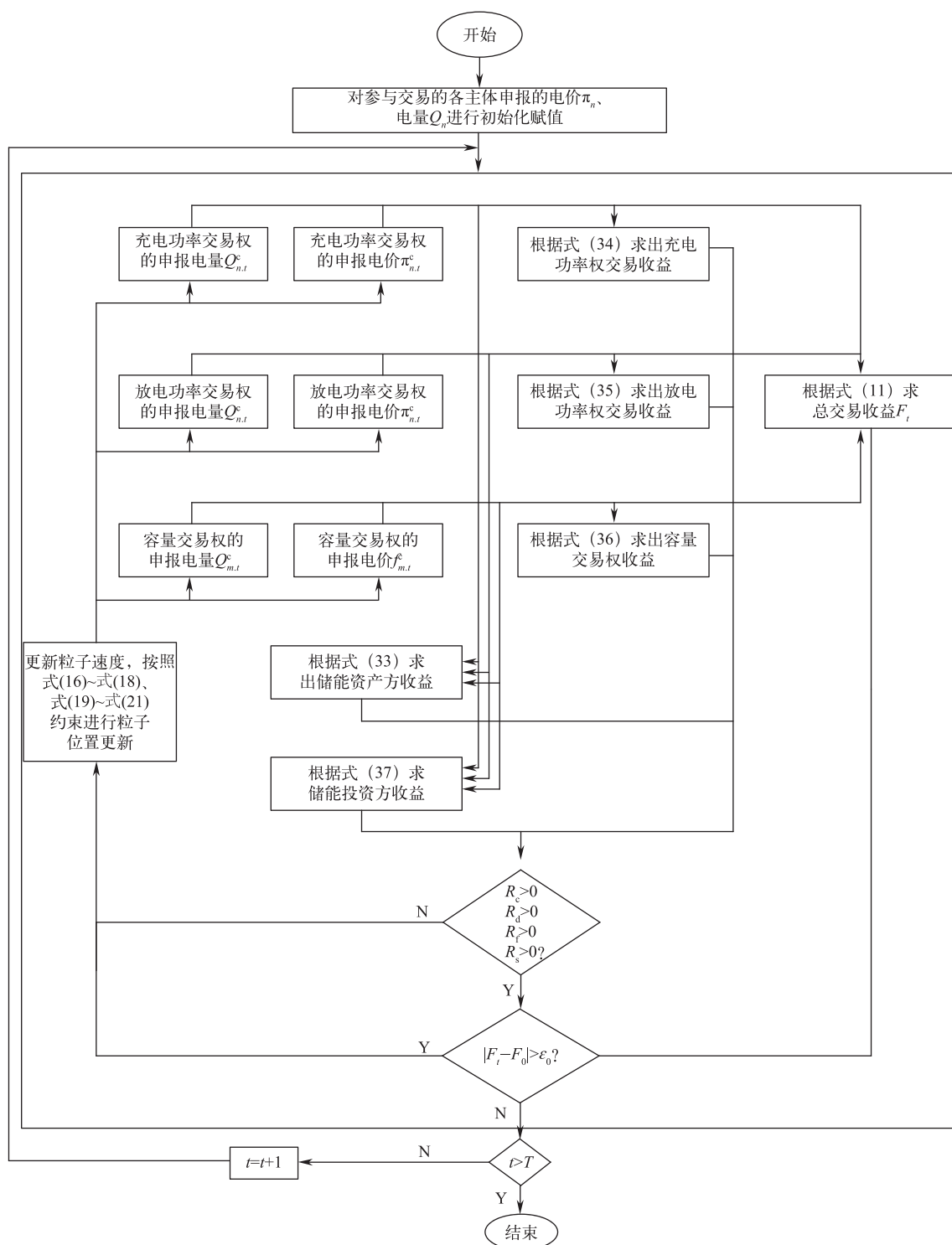


图 1 算法优化流程图

Fig. 1 Algorithm optimization flowchart

表 2 交易主体报价
Tab. 2 Trading entity quotation

时段	充电功率权			放电功率权		
	N ₁	N ₂	N ₃	N ₃	N ₄	N ₅
1	88.2	92.7	94.3	80.3	76.1	-
2	81.5	85.7	87.3	-	-	-
3	68.3	71.5	72.8	-	-	-
4	109.2	114.4	116.5	-	-	-
5	136.5	143.0	145.6	-	-	-
6	204.7	214.50	218.4	185.2	175.5	
7	238.9	250.3	-	216.1	204.7	209.3
8	-	-	-	247.0	234.0	239.2
9	-	-	-	197.6	187.2	191.4
10	-	-	-	179.1	169.6	173.4
11	191.1	200.2	203.8	-	-	-
12	177.5	185.9	189.3	-	-	-
13	170.6	178.8	182.0	-	-	-
14	170.6	178.8	182.0	-	-	-
15	197.9	207.4	211.1	-	-	-
16	341.3	357.5	364.0	308.7	292.5	
17	-	-	-	339.6	321.7	328.9
18	-	-	-	382.8	362.7	370.7
19	-	-	-	370.5	351.0	358.8
20	-	-	-	364.3	345.2	352.8
21	-	-	-	308.7	292.5	299.0
22	286.6	300.3		259.4	245.7	251.2
23	170.6	178.7	182.0	-	-	-
24	136.5	143.0	145.6	-	-	-

表 3 容量权交易主体报价信息 Tab. 3 Quotation information of capacity rights trading entities			
用户	交易周期	申报电量 / (MW·h)	申报价格 / (元 / MW·h)
M ₁	5 ~ 15	2	1 200
M ₂	12 ~ 21	6	1 300

3.1 储能使用权的出清分析

为分析电力市场环境下的储能交易类型对储能系统和用户交易出清情况的影响，本节设置两种类型的交易场景，见表4。

表 4 不同场景定义
Tab. 4 Different scene definitions

交易场景	定义类型	
场景 1	交易类型	功率权
	储能用户	N ₁ ~ N ₅
场景 2	交易类型	功率权、容量权
	储能用户	N ₁ ~ N ₅ 、M ₁ ~ M ₂

3.1.1 场景 1 的交易出清情况

在场景1中，N₁、N₂ 用户开展功率权交易的竞争。将5个储能交易用户的申报信息代入文中给出的出清模型进行优化模拟，所得结果见表5～表8。

表 5 场景 1 充 / 放电功率权用户的出清量
Tab. 5 Scenario 1 clearing quantity of charging/discharging power rights users

(单位: MW)				
时段	N ₁ 出清量	N ₂ 出清量	N ₃ 出清量	N ₄ 出清量
2	0.24	0.00	-	-
3	3.10	2.45	-	-
4	0.15	0.00	-	-
5	0.15	0.00	-	-
7	-	-	4.22	0.95
8	-	-	4.22	1.14
12	2.64	0.00	-	-
13	3.10	2.45	-	-
14	3.10	2.45	-	-
15	0.15	0.00	-	-
18	-	-	4.22	1.15
19	-	-	4.22	0.00
20	-	-	1.36	0.00
24	3.10	2.45	-	-

表 6 场景 1 用户 5 同时申报充 / 放电功率权出清量
Tab. 6 Scenario 1 user 5 simultaneously declares the clearing amount of charging/discharging power rights

(单位: MW)			
充电功率权		放电功率权	
时段	N ₅ 出清量	时段	N ₅ 出清量
3	0.92	7	0.64
24	0.92	8	0.64
—	—	18	0.64

表 7 场景 1 充电功率权的出清价
Tab. 7 Scenario 1 clearing price of charging power rights

(单位: 元 / MW)					
时段	MCP	时段	MCP	时段	MCP
2	81.4	5	135.8	14	181.5
3	74.3	12	176.4	15	197.6
4	109.6	13	179.2	24	149.7

表 8 场景 1 充电功率权的出清价
Tab. 8 Scenario 1 clearing price of charging power rights

(单位: 元 / MW)					
时段	MCP	时段	MCP	时段	MCP
7	204.5	18	362.6	20	364.4
8	234.0	19	360.6	-	-

基于以上列表内容所示，表5、表6分别表示场景1下参与储能市场交易下各用户的出清电量。表7、表8分别表示场景1下参与储能充电/放电功率交易权的出清价格。该交易价格是利用本文建立的出清模型优化出最优交易量后，结合定价公式得出相同时段下同类交易类型的统一出清价格。将表7、表8中所示的交易出清价格同表2数据对比后发现，对于参与储能充电功率交易权的用户而言，经优化计算后其统一的出清价格高于各用户的申报价格；对于参与储能放电功率交易权的用户而言，经优化计算后其统一的出清价格低于各用户的申报价格。因此，利用本文所建立的优化模型，实现了参与储能市场交易的各方收益非负，从而促进各类用户积极参与储能交易。

表 9 各主体的市场收益

Tab. 9 Market returns of each entity			
交易主体	交易收益 / 元	交易主体	交易收益 / 元
储能投资	2 596.4	N_3	0
N_1	116.5	N_4	226.8
N_2	30.5	N_5	17

由表9可知， N_3 和 N_5 用户参与储能交易的收益为零。原因在于：在 N_3 和 N_5 的交易量大于0时段，参与储能共享交易的出清价格恰好为 N_3 用户、 N_5 用户执行的申报价格。基于此基础，其他交易主体可获得“正”的交易收益。其中，储能投资方将获得本轮交易下最大的市场收益。原因在于：本文所建立的优化原则是先按照储能交易价值最大化的基础上开展交易出清结算，再按照最优性原则分配执行各交易主体的收益。这使得储能交易的出清电量最为合理，所涉及交易的类型最为全面，因而能获得最高的市场收益。

3.1.2 场景 2 的交易出清情况

在场景2中，设定 $N_1 \sim N_5$ 交易主体执行功率交易权的权利， M_1 、 M_2 交易主体执行容量交易权的权利。将7个交易用户的申报信息输入文中设计的优化模型进行仿真，所得结果如图2、图3所示，充电功率权和放电动率权出清价见表10和表11。

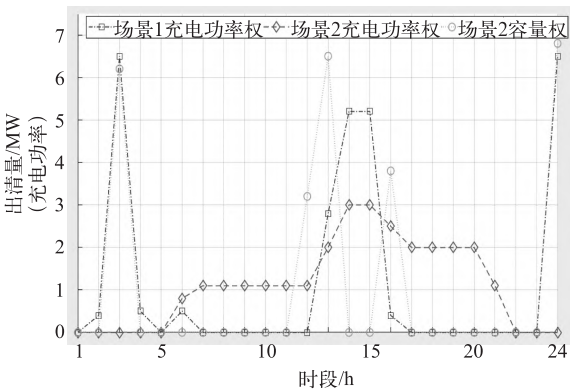


图 2 不同场景下储能交易的出清量（充电）

Fig. 2 Clearing volume of energy storage transactions in different scenarios (charging)

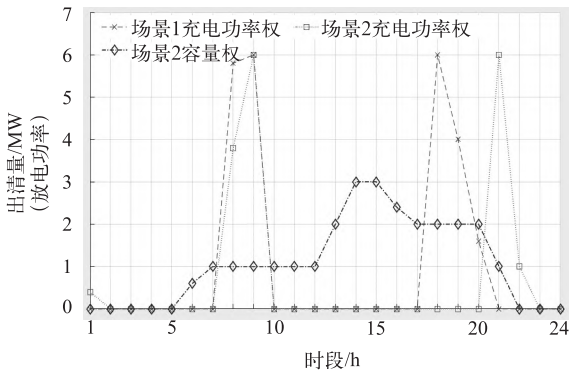


图 3 不同场景下储能交易的出清量（放电）

Fig. 3 Clearing volume of energy storage transactions in different scenarios (discharge)

表 10 场景 2 充电功率权的出清价

Tab. 10 Scenario 2 clearing price of charging power rights					
(单位：元 / MW)					
时段	MCP	时段	MCP	时段	MCP
3	73.7	13	170.5	24	149.4
11	191.2	14	170.5	-	-
12	185.5	15	197.8	-	-

表 11 场景 2 放电功率权的出清价

Tab. 11 Scenario 2 discharge power right clearing price			
(单位：元 / MW)			
时段	MCP	时段	MCP
1	80.3	18	382.8
7	216.1	21	292.5
8	234.0	22	259.3

同表7、表8对比，执行容量交易权的用户在进行储能共享交易后，将不断促进储能共享市场中的充电交易的价格整体回落，而储能共享市场

中的放电交易的价格整体抬升。原因在于市场主体有更大意愿执行进行容量交易权的权利，从而压缩功率交易权的权利出清电量，进一步导致在储能共享市场中充电价格申报过高的用户和放电价格申报过低的用户将无法获得参与市场交易的机会，从而直接影响储能共享市场中其充/放电交易的出清价格。

由图2、图3可知，场景2中储能参与充/放电功率权的交易出清量均低于场景1，且出清时段也相应改变。原因是场景2中 M_1 和 M_2 用户报价较高，有利于出清，但交易过程中功率权用户能获得交易的资源少，致使总体的出清量较小。为使整个储能交易收益最优，功率交易权的出清时段应相应调整。

3.1.3 各市场主体的效益分析

对供能商（功率权交易方、容量权交易方）和储能投资商的收益情况进行效益分析，其结果见表12。

表 12 不同场景下的市场主体收益

Tab. 12 Market entity returns in different scenarios

交易主体	(单位：元)	
	场景 1 收益	场景 2 收益
储能投资	2 596.4	9 332.3
功率权用户	390.8	239.5
容量权用户	-	187.6
储能交易合计	390.8	427.1

由表12可知，场景2下的储能投资方的收益明显高于场景1下的收益，而执行储能功率交易权的结果则刚好相反。原因在于 M_1 用户、 M_2 用户执行储能共享交易中其申报价格较高，给储能投资商带来更大的收益。但 M_1 用户、 M_2 用户执行储能交易后将压低功率交易权的总出清电量，促进储能充电交易的出清价格跟随下降，而抬升了储能放电交易的出清价格，从而直接降低执行功率交易权的用户总收益。但总体上看，场景2下的总收益要强于场景1，原因是增加交易类型和交易户数，储能投资方的收益也随之增加，该基础之上又促进了交易用户的总收益增加，充分发挥了储能优化配置的作用。

4 结束语

本文提出了一种储能参与市场共享交易下的出清模型和定价策略，并对交易过程中的出清机制进行设计，结合仿真结果得到几点结论。

1) 本文所建立的储能共享交易模式除能满足用户相应的差异需求外，还能鼓励用户针对单一品种或多品种交易模式下进行自主灵活申报，以此充分发挥储能资源交易的共享功能。

2) 本文建立的优化模型既可实现储能系统交易的最大收益，又可按最优性条件分配各市场主体的收益，兼顾市场效率与公平性的同时保证各交易用户的市场收益为正。

3) 增加交易品种和用户量，可提高储能投资方的收益，有利于增加用户的总收益，从而促进储能资源配置。

参考文献

- [1] 周孝信, 陈树勇, 鲁宗相, 等. 能源转型中我国新一代电力系统的技术特征[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(7): 1893-1905.
- [2] 谷青发, 饶宇飞, 李朝晖, 等. 基于离散傅里叶变换和实时风电功率平抑的电池储能系统优化控制策略[J]. 电气应用, 2019, 38(10): 10-16.
- [3] 任锐焕. 智能配电网中分布式储能布局优化配置研究[J]. 电气应用, 2021, 40(4): 31-35.
- [4] KHANI H, ZADEH M R D, HAJIMIRAGHA A H. Transmission congestion relief using privately owned large-scale energy storage systems in a competitive electricity market[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(2): 1449-1458.
- [5] 卫志农, 陈好, 黄文进, 等. 考虑条件风险价值的虚拟电厂多电源容量优化配置模型[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(4): 39-46.
- [6] HE Guan, CHEN Qixin, KANG Chongqing, et al. Cooperation of wind power and battery storage to provide frequency regulation in power markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(5): 3359-3567.

- [7] KAZEMI M, ZAREIPOUR H. Long-term scheduling of battery storage systems in energy and regulation markets considering battery's lifespan[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(6): 6840-6849.
- [8] KHANI H, VAMA R K, ZADEH M R D, et al. A real-time multistep optimization-based model for scheduling of storage-based large-scale electricity consumers in a wholesale market[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(2): 836-845.
- [9] 马恒瑞, 王波, 高文忠, 等. 考虑调频补偿效果的区域综合能源系统调频服务优化策略[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(13): 127-135.
- [10] 温丰瑞, 李华强, 温翔宇, 等. 主动配电网中计及灵活性不足风险的储能优化配置[J]. 电网技术, 2019, 43(11): 3952-3960.
- [11] 吴玮坪, 胡泽春, 宋永华. 结合随机规划和序贯蒙特卡洛模拟的风电场储能优化配置方法[J]. 电网技术, 2018, 42(4): 1055-1062.
- [12] 李军徽, 张嘉辉, 穆钢, 等. 储能辅助火电机组深度调峰的分层优化调度[J]. 电网技术, 2019, 43(11): 3961-3969.
- [13] BARBOUR E, PARRA D, AWWAD Z, et al. Community energy storage: a smart choice for the smart grid[J]. Applied Energy, 2018(212): 489-497.
- [14] 赵伟, 肖祥, 郑耀东, 等. 分布式储能网络化运营平台架构与控制策略[J]. 高电压技术, 2019, 45(10): 3256-3262.
- [15] LIU Jingkun, ZHANG Ning, KANG Chongqing, et al. Cloud energy storage for residential and small commercial consumers: a business case study[J]. Applied Energy, 2017(188): 226-236.
- [16] 孙偲, 陈来军, 邱欣杰, 等. 基于合作博弈的发电侧共享储能规划模型[J]. 全球能源互联网, 2019, 2(4): 360-366.
- [17] HE X, DELARUE E, DHAESELEER W, et al. A novel business model for aggregating the values of electricity storage[J]. Energy Policy, 2011(39): 1575-1585.
- [18] SIOSHANSI R. Using storage-capacity rights to overcome the cost-recovery hurdle for energy storage[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(3): 2028-2040.
- [19] 张超, 李擎, 王伟乾, 等. 基于自适应搜索的免疫粒子群算法[J]. 工程科学学报, 2017, 39(1): 125-132.

作者简介

钟雨哲(1988—), 男, 本科, 工程师, 研究方向为电力系统优化和变电站二次设计。

(收稿日期: 2022-08-29)