

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.190605

电化学储能项目商业价值量化模型及竞争策略研究

刘思强^{1,2}, 叶泽^{1,2}, 吴永飞^{1,2}, 何姣^{1,2}, 蔡威杰^{1,2}

(1. 长沙理工大学经济与管理学院, 湖南 长沙 410114; 2. 长沙理工大学中国电价研究中心, 湖南 长沙 410114)

摘要: 近年随着储能应用技术的进步, 中国电力市场中电化学储能装机规模爆发式增长, 准确量化储能项目商业价值, 将有利于储能产品或服务参与电力市场竞争, 促进储能行业可持续发展。以范围经济理论、成本收益理论为基础, 建立了全要素可放电电价随机模型, 来刻画和评价多功能储能项目商业价值。与此同时, 分析了影响可放电电价的参数属性和发电侧、电网侧、用户侧储能项目获得经济收益和参与市场竞争的约束条件, 提出了储能企业竞争策略和投资决策思路。结合算例和学习曲线, 分析发现装机成本、系统利用效率、能源转化效率三个参数对可放电价格影响尤为显著, 企业可以根据不同参数对可放电价格水平的影响程度, 来确定适合企业的商业模式, 并优化经营策略。综合商业价值量化模型为企业投资、市场竞争、政策制定, 提供了清晰思路和决策工具。

关键词: 储能技术; 商业价值; 可放电价格; 电价模型; 竞争策略

Study on commercial value quantification model and competitive strategy of electrochemical energy storage projects

LIU Siqiang^{1,2}, YE Ze^{1,2}, WU Yongfei^{1,2}, HE Jiao^{1,2}, CAI Weijie^{1,2}

(1. School of Economy and Management, Changsha University of Science and Technology, Changsha 410114, China;
2. China Electricity Price Research Center, Changsha University of Science and Technology, Changsha 410114, China)

Abstract: With the development of energy storage application technology in recent years, the installed scale of energy storage has experienced an explosive growth in China's power market. The accurate quantification of commercial value of energy storage projects will help energy storage products or services to participate in the power market competition and promote the sustainable development of energy storage industry. Based on the theory of scope economy and cost benefit, a stochastic model of total factor discharging electricity price is established to describe and evaluate the commercial value of multifunctional energy storage project. Not only that, the paper analyzes the parameter attributes that affect the discharging electricity price and the constraint conditions that the power generation side, power grid side and user side energy storage projects obtain economic benefits and participate in the market competition. From this, it suggests the competition strategy and investment decision of energy storage enterprises. Based on the calculation example and learning curve, it is found that the three parameters of installation cost, system utilization efficiency and energy conversion efficiency have significant influence on the discharging price. So that enterprises can determine the appropriate business model and optimize the operation strategy according to the influence degree of different parameters on the discharging price level. Therefore, the comprehensive business value quantitative model provides clear thinking and decision-making tools for enterprise investment, market competition and policy formulation.

This work is supported by National Social Science Foundation of China (No. 17BJY059).

Key words: energy storage technology; commercial value; discharging electricity price; electricity price model; competitive strategy

0 引言

近几年来, 在储能应用技术进步、电池成本降

低、电网智能水平提升、可再生能源运动、电力市场化改革、储能产业发展政策出台等多因素聚合作用下^[1-3], 中国电化学储能装机规模爆发式增长, 累积装机规模从2012年的44.2 MW增长为2019年的1 592.3 MW, 年复合增长率为66.2%; 中国已成为

全球最热门储能市场。

目前对于电化学储能在电力市场和新能源领域的积极作用, 社会各界已达成了广泛共识^[1-3], 但作为战略性新兴技术和新兴产业, 储能项目应用的商品价值难以量化, 储能参与电力市场竞争的应用价格机制尚未建立, 增加了企业经营的不确定性和投资风险^[2]。因此, 探讨和研究市场化趋势下, 电化学储能项目商业价值的量化问题和企业的竞争策略, 有利于企业健康经营和促进储能行业可持续发展。

商业模式是企业商业运行结构, 由价格、产品、销售、组织特征、技术五个要素构成, 其中价格是影响商业模式盈利的决定因素^[4]。通过文献[5-10]分析发现, 在不同应用场景和运营模式下, 储能项目使用价值呈现多样性、收益途径呈现多源性。对项目实施商业价值量化时, 相对复杂。国内外学者主要针对不同用途、不同运营模式, 从储能应用价格机制的角度, 来分析储能的商业价值。文献[5]采用成本收益模型, 研究了峰谷套利模式和不同定价条件下, 储能项目的投资回报期和电价策略, 探讨了钠硫电池储能项目的商业价值。文献[6]遵循现有电价机制, 设计了峰谷套利定价最优模型, 研究了电网侧储能项目的商业价值。文献[7]建立了发、供、储及用户响应的实时电价博弈联动模型, 并分析了各方收益; 文献[8]建立了风-储一体化充放电, 参与电力市场的风险决策模型; 文献[9]考虑分时电价和购销差价因素, 构建了一种配电网中, 储能充放电模型。文献[10]建立了市场均衡中容量和价格的竞争模型, 发现容量定价导致更高的价格和更高的容量承诺, 而电量定价导致更低的、随机化的价格和更低的容量承诺。

综上所述, 电化学储能项目多功能特性和在电力市场中的广泛用途, 可以同时使发电、输电、配电、用户、储能企业多方受益, 具有典型激励相容性, 而且兼具范围经济和成本节省的特征。但现有文献大多从某一方面或某一种经营模式, 来研究储能项目的商业前景, 较少研究储能项目综合商业价值如何量化问题, 也较少研究储能企业参与电力市场竞争的策略问题。总体上刻画储能项目的综合商业价值, 有利于企业的投资决策、市场竞争、产业政策制定。

本文以范围经济理论、投资收益理论为基础, 建立电化学储能项目市场化条件和混合商业模式下的全要素成本收益模型和可放电价格随机模型; 以可放电价格的市场接受程度作为核心参数, 刻画储能项目综合商业价值; 在此基础上, 分析影响可

放电价格关键参数的属性, 探讨不同投资主体参与市场竞争的约束条件和竞争策略。

1 储能项目价值定位及收益模式

电力市场中电化学储能项目依次分布在电网侧、用户侧、可再生能源并网、辅助服务等领域。由于投资主体不同, 储能项目应用于不同领域的功能(效用)、使用价值形式、商业价值形式、经济收益途径、商业运行模式呈现多样化特征^[2-3]。从使用价值上分析, 储能在电力市场的功能, 可归集并定位为发电厂功能、辅助服务功能、促进可再生能源消纳三种主要功能和效用。储能商业价值, 需要通过商业运营实现, 其商业运营获益模式, 可以归纳为四种。1) 通过提供辅助服务, 获得收益的模式。在发电侧与电网侧, 储能项目通过辅助服务功能, 如: 提高机组辅助服务能力、为输配电网提供辅助服务、为系统提供备用容量、调频调压、改善用电质量、平滑间歇式能源功率波动、优化调度、削峰填谷作用、改善系统负荷特性、降低系统成本等, 获得补偿费用^[11-12]。2) 利用峰谷电价差, 低吸高放, 实现套利的模式^[9]。用户侧和配电网配置储能系统以及储能企业与光伏、逆变器设备联合, 组成一体化系统, 提高面向用户的产品价值, 可以获得套利收入等收益。主要盈利点包括通过峰谷电价差套利、电价补贴、减少电能转运费、延缓电网升级和提高光伏电站发电收益等^[7,13-14]。3) 大型风、光伏电站配置储能, 获得电量效益的模式。储能可以减少弃风、弃光, 降低风能和太阳能的不确定性, 促进间歇性可再生能源的集成和消纳, 保障风电和光电质量、跟踪计划出力^[3,15-16], 增加容量、电量、环境、辅助服务等运行效益^[17]。4) 利用储能的多功能性, 开展多元化经营的混合模式。《国家能源局关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿(市场)机制试点工作的通知》[国能监管(2016)164号]指出, 用户侧储能设施, 可以参与直接交易, 自行购买低谷电量, 放电电量既可自用, 也可视为分布式电源就近出售; 或作为独立市场主体与发电企业联合, 参与调频、深度调峰和起停调峰等辅助服务。大型储能电站可以通过租赁方式提供辅助服务, 收取租金; 也可以利用市场机制, 作为发电企业, 实现套利和获得电量收益; 风光储一体化企业, 可以减少弃风、弃光。

储能项目商业模式如何选择, 取决于储能产业技术进步及其实现的使用价值^[18]。从本质上分析, 电力市场配置电化学储能的价值表现为, 通过灵活及时变换供求角色, 有效地提供平衡瞬间供求的服

务, 在保证系统可靠运行同时, 大幅度地降低了发电设施成本和用电设施成本, 具有降低容量成本、提高利用率、促进清洁能源消纳等方面的技术、经济、环境多重效益。

总的来看, 商业模式是一种技术开发与价值创造之间的协调和转换机制, 需要将产品或技术的合理成本传递给用户, 并实现企业收益^[4]。只要把两种及以上产品或效用合并在一起生产, 比分开来生产的成本要低, 就会存在范围经济。储能多功能性, 使其可以提供多种电力商品的效用和满足不同需求, 储能商业价值可通过多种渠道实现, 并且提供多种功能(多种用途)的储能电站比几个单一功能(如单独的调频、单独调峰套利、备用容量、单独减少弃风、弃光等)的电站成本之和低。储能项目的经济性取决于运营模式、相关利益主体及其应用场景^[2]。依据储能的功能来评价其商业价值, 可以改变单一依靠上网电价来补偿成本的方式^[18], 在“多功能多价值多种收益”的前提下, 通过多种渠道, 分摊需要“补偿”的成本, 从而降低储能电量的上网电价, 即可放电价格, 增加储能产品和服务的市场可接受程度, 提高参与市场竞争的能力。因此, 市场化条件下, 甄别运营模式及应用场景, 是对储能项目商业价值进行量化的前提; 可放电价格被市场接受程度, 是影响储能项目商业价值实现的关键因素, 也是量化评价的关键参数。

2 全要素成本收益及可放电价随机模型

《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》[发改能源(2017)1701号]指出, 在未来10年内, 中国将分两个阶段推进储能发展, 第一阶段实现储能由研发示范向商业化初期过渡; 第二阶段实现商业化初期向规模化发展转变。意见指出, 要结合电力市场建设, 研究形成储能参与电力市场交易获得合理补偿机制和储能参与电力市场化运营服务补偿机制。储能企业参与电力市场交易时, 充电电量既可执行目录电价, 也可参与电力直接交易, 自行购买低谷电量; 放电电量等同于发电厂发电量, 既可自用, 也可视为分布式电源就近向电力用户出售。储能参与运营服务, 参照火电厂和抽水蓄能提供辅助服务等相关政策, 对满足条件的各类大规模储能项目给予容量补偿, 形成“按效果付费、谁受益谁付费”的市场价格机制; 对符合条件的储能企业, 可按规定享受相关税收优惠和给与专项资金支持。

储能项目提供的功能和产品(服务)的多样化, 决定了其应用价格的多样化和成本补偿的多源性。但目前, 一方面由于分时电价、辅助服务价格机制

不完善和储能消纳弃风、弃光电量收益的不确定性, 增加了储能企业经营的市场风险^[3,5,9]; 另一方面, 储能促进清洁能源消纳(环境效应)、稳定系统、提高设备利用率和降低系统成本、减少实时电力市场价格波动^[19]等公共性价值, 难以准确衡量。因此, 在储能商业化初期阶段, 建立全要素成本收益模型, 对于评估储能项目的综合商业价值十分必要。本节根据范围经济理论和电力市场化定价理论, 构建储能项目全要素成本收益模型和储能可放电价随机模型如下。

2.1 综合收益模型构建

通过第1节的分析发现, 储能项目在发电侧、电网侧、用户侧等不同应用场景中, 提供多种效应和多种商业价值。由于受益主体不同, 支付方式和付费主体也不同^[2,7]。根据储能项目的收益来源, 采用净现值法(NPV), 建立综合收益模型为

$$I = \frac{(1+i)^N - 1}{i(1+i)^N} [(\mu P_D E_D + n P_S W) + \eta E_R (P_B - C_M) + R_0 + T] + \xi_1 \quad (1)$$

其中

$$i = [R_c \times (1 - A_R) + R_d \times A_R] \quad (2)$$

式(1)中包含不同应用场景的收益项依次为: 低储高放的收益 $\mu P_D E_D$; 辅助服务收益 $n P_S W$; 减少弃风或弃光的电量收益 $\eta E_R (P_B - C_M)$; 政府补贴 R_0 ; 税收优惠 T ; 残值收益及其他收益 ξ_1 等^[2,14,20]。

式(1)中具体参数含义为: I 为投资回报期内, 考虑资金时间价值的总收益; i 为资金时间价值比率(单位: %), 即为没有风险和没有通货膨胀条件下的社会平均利润率^[5]; N 为投资回收期(单位: 年); μ 为设备利用效率, 即实际储能电量比例占放电能力 E_D 的比例; P_D 为可放电价(单位: 元/kWh), 即储能项目获得补偿成本和获得期望投资回报率或准许投资回报率的最低上网电价; n 表示辅助服务提供方与接收方双方协议的服务时间($n=1\sim 12$ 月); P_S 为辅助服务的容量电价(单位: 元/kW·月); W 为输出功率(单位: kW); η 为能源转化效率(%), 为简便, 本文将 η 定义为放电电量与参与储能输入电量(包括充电电量、加热所需电量等)之比; E_R 为风-储、光-储电站年均弃风、弃光电量(单位: kWh); E_D 为扣除 E_R 后, 储能项目年平均放电能力(单位: kWh), 即最大容量范围内的可充或可放电量; 在市场化条件下, P_B 为储能项目所在地区的火电标杆电价(单位: 元/kWh), 在可再生能源补贴条件下, P_B 为储能项目所在地区的风电、光电标杆电价(为区别, 改写为 P_0); C_M 为弃风弃、弃光电量的边际成

本; R_0 为年平均补贴(单位: 元/年); T 为年平均税收优惠(单位: 元/年)。 ξ_1 表示电池储能项目达到使用年限后, 可以回收利用的残值收益及其他收益。

式(2)中, R_e 为期望或准许权益资本收益率(%); A_R 为资产负债率(%); R_d 为债务资本收益率(%)。

2.2 综合成本模型构建

储能成本主要包括充电成本、运行成本(运行维护费和厂用电)、储能项目初始建设成本、更换成本等^[12,20], 其中充电成本受到能源转化效率影响^[5]; 不同储能项目建设成本不同, 但随着行业技术进步, 建设成本呈现下降趋势^[20]。储能项目综合成本模型如下:

$$C = \frac{(1+i)^N - 1}{i(1+i)^N} \left(\frac{P_C \mu E_D}{\eta} + \alpha \varphi C_0 E_0 + \gamma \beta E_0 P_C \right) + \varphi C_0 E_0 + \xi_2 \quad (3)$$

式(3)中包含的成本项依次为: 充电成本 $P_C \mu E_D / \eta$; 年运行维护成本 $\alpha \varphi C_0 E_0$; 储能用途的厂用电成本 $\gamma \beta E_0 P_C$; 建设成本 $\varphi C_0 E_0$; 更换储能电池与设备及影响成本的其他因素 ξ_2 等。

式(3)具体参数含义为: C 为投资回报期内, 考虑资金时间价值的总成本; P_C 为充电电价(单位: 元/kWh); α 为年运行维护成本与总建设成本的比值(%), 即运行维护费率; φ 为总建设成本递减比例(%); C_0 为单位能量建设成本(单位: 元/kWh); E_0 为储能能力(单位: kWh); γ 为厂年平均用电率(%); β 为风储或光储一体化电站用于储能用途的电量, 占厂用电量的比例(%); ξ_2 表示由于衰变需要更换储能电池与设备等, 影响成本的其他因素。

2.3 可放电电价随机模型构建及参数属性分析

在市场条件下, 储能项目需要实现盈亏平衡, 要求收益等于成本, 于是有:

$$I - C = 0 \quad (4)$$

标杆电价是市场可以接受的电价, 如果储能电量采取标杆电价上网, 即 P_D 为给定值, 根据式(1)、式(3)、式(4), 可以求解投资回报率 N 为

$$N = \log_{i+1} \frac{1}{1-iK} \quad (5)$$

式中:

$$K = \varphi C_0 E_0 + \xi_2 - \xi_1 / \left\{ \begin{aligned} & [(\mu P_D E_D + n P_S W) + \eta E_R (P_B - C_M) + R_0 + T] - \\ & \left(\frac{P_C \mu E_D}{\eta} + \alpha \varphi C_0 E_0 + \gamma \beta E_0 P_C \right) \end{aligned} \right\} \quad (6)$$

对于项目投资决策, 式(5)中投资回报率是评价储能项目商业价值的核心参数。但不同地区的电力市场, 存在差异, 而且动态变化, 比如各地标杆电价不同, 未来标杆电价也会发生变化, 因此采用静态的投资回报率, 仍难以准确刻画储能项目的商业价值。

如果 N 采用期望投资回报率, 那么根据式(1)、式(3)、式(4), 可以得到可放电电价的随机模型为

$$P_D = \frac{P_C}{\eta} + \frac{\alpha \varphi C_0 E_0 + \gamma \beta E_0 P_C - n P_S W - \eta E_R (P_B - C_M) - R_0 - T}{\mu E_D} + \frac{i(1+i)^N (\varphi C_0 E_0 + \xi_2 - \xi_1)}{[(1+i)^N - 1] \mu E_D} \quad (7)$$

市场条件下, 式(7)为可放电价格的目标函数, 受到多个可控因素和非可控环境因素的影响。式中: P_D 为求解参数, 具有不确定性^[21]; η 、 α 、 φ 、 μ 、 γ 、 β 、 E_0 、 C_0 、 E_D 、 E_R 、 C_M 为企业可控的经营参数或客观实际值; P_C 、 P_S 、 W 、 n 为非可控的市场参数, 由市场交易确定, 具有不确定性; P_B 、 R_0 、 T 为不可控的监管属性型参数; N 、 i 在市场条件下为可控的企业决策参数, 在政府补贴条件下, 则转化为不可控的监管属性型参数, 其中 i 由 R_e 、 A_R 、 R_d 确定, R_e 为监管属性参数, 通常为长期国债利率加 1%~3%, R_d 为客观性实际参数, 通常为长期贷款利率, A_R 为企业经营客观性参数。 ξ_1 为客观值, 由于电池储能项目在使用年限后回收价值具有不确定性^[20], 因此在算例中暂不考虑此参数; ξ_2 为客观实际值, 体现企业经营水平, 由于不同类型的储能电池寿命周期不同, 而且其实际寿命与充放电次数和放电深度有关, 具有不确定性^[5,20], 因此在算例中也不考虑此参数。

在现有电力市场中, 可放电价格至少不高于标杆电价, 储能服务或产品才可能被市场接受。可放电价格与标杆电价的差值, 可以较为准确地评价和刻画储能项目的商业价值。影响可放电价格的参数包括市场参数、监管属性参数、经营参数三种类型, 其中: 市场参数受到多种不确定因素的制约; 监管属性参数为政策性参数, 体现政策性导向; 客观性参数是确定的; 经营参数反应了储能企业的经营水平。

3 不同应用场景竞争约束条件及竞争策略

3.1 不同应用场景下储能参与市场竞争约束条件

根据式(7)模型可以看出, 由于存在范围经济, 成本由多个付费主体分摊。如果一个储能电站获得

的套利、减少弃风弃光电量、辅助服务等收益越多, 可放电价格越低, 越具有市场竞争力。

目前, 中国储能项目的建设成本还比较高^[2,20], 辅助服务容量市场并未形成, 企业通过提供辅助服务获取收益, 还难以实现投资收益平衡。可放电价格 P_D 是影响企业商业模式选择和投资的核心参数。不同的投资主体, 对应用功能和价值的需求不同, 致使储能项目的应用场景存在差异。下面根据储能项目在发电侧、电网侧、用户侧的主体功能、应用价值的不同, 对其商业效益和参与市场竞争的约束条件做初步探讨。

1) 国家层面

国家层面发展储能产业主要目的, 是为了实现适应国家能源发展战略目标的社会价值和公用性价值, 如: 低碳减排的社会功效、稳定系统、降低系统成本等公共产品价值。为促进可再生能源的消纳和储能行业的发展, 加快能源结构的调整, 提高供电质量, 国家可以对满足条件的储能项目给予价格补贴^[2]。根据储能经济价值、社会价值、行业成本等现状, 可以采用类似光电、风电等的可再生能源标杆价格方式给予补贴。价格补贴程度 P_{SUB} 为

$$P_{SUB} = P_D - P_B \quad (8)$$

从式(7)来看, 储能参与市场的范围越广泛, 收益和补偿成本渠道越多, P_D 越低, 政府补贴越少, 可接纳程度越高。因此储能产业政策, 应鼓励储能多场景应用, 提供多种价值, 以减少补贴。

2) 电网侧

电网企业投资储能的目的, 主要是通过储能项目提供辅助服务, 来保障电网安全经济运行^[23]。辅助服务价格可以刻画辅助服务的商业价值, 下文将结合算例中讨论此问题, 本节仅讨论调峰应用场景下的套利模式^[12], 即负瓦特功能的商业价值^[11]。在实行分时电价的地区, 一般低谷电价(P_L)低于火电标杆电价(购电成本), 高峰电价(P_P)远高于火电标杆电价, 因此低谷销售会造成电网企业收益净损失^[22], 储能项目的运用, 可以改善低谷亏损。需要满足的约束条件为

$$P_P - P_D > P_B - P_L \quad (9)$$

即套利收益可以弥补低谷销售损失时, 储能项目具有商业效益和参与市场的竞争能力。

3) 用户侧

用户投资储能系统, 主要目的是利用销售侧的峰谷电价差, 实现套利, 用户在执行低谷电价(P_L)时段储能, 而在执行高峰电价(P_P)时段用电, 从而节省电费支出^[24-25]。需要满足的约束条件为

$$P_P > P_D \quad (10)$$

即只要用户的储能综合成本低于高峰电价, 就可以获益^[20]。

4) 发电侧

火电等常规发电企业投资的储能项目, 主要提供辅助服务功能, 同样可以用辅助服务价格来刻画其商业价值。本节仅讨论风储、光储一体化的储能项目作为电厂的应用场景。储能主要用于减少弃风、弃光, 获得电量收益^[17], 减少实际电量与预测电量的偏差, 增加电网对风电、光电的可接受程度^[26], 以及购买低价电量, 实现套利^[27]。作为电厂, 参与市场竞争需要满足的约束条件为

$$P_D \leq P_B \quad (11)$$

即: 投资回报期内的可放电价格, 如果低于当地火电标杆价格, 就具有参与市场竞争的能力。如果按照标杆电价上网, 其电价净收益为 $P_B - P_D$; 如果按照市场协议价格(P_A)成交, 其电价净收益为 $P_A - P_D$ 。

3.2 储能项目投资决策和竞争策略

由式(7)可以看出, 影响储能项目商业价值的市场环境因素包括发电侧与销售侧峰谷电价差、当地弃风弃光程度、辅助服务需求规模和价格水平、充电成本、储能建设成本、运行成本等。前三者影响储能应用价值的实现程度, 决定了储能项目投资的市场空间; 后三者是影响可放电价格的成本因素。

在市场条件下, 投资主体设定期望投资回报率和投资回报率, 根据经营模式或组合(产品和服务组合), 选择或预测各项参数, 测算得到放电价格水平 P_D , 如果满足 3.1 节中的约束条件或放电价格水平 P_D 低于当地标杆电价、清洁能源电价、政府准许电价, 则项目具有投资价值。否则, 则需要调整投资决策。

对于已投产的项目, 放电价格水平 P_D 越低, 市场接受程度越高, 储能产品或服务越具有市场竞争力。而要降低放电价格水平, 则需要通过优化经营策略, 改善收益参数, 控制成本参数, 争取有利的监管参数。从式(7)可以看出, 储能的多功能性使得企业收益来源呈现多元化, 但事实上由于储能容量限制, 要使放电价格更低, 企业需要根据各种产品和服务的市场空间, 开展经济效益评价, 对经营策略进行优化调整。基本原则是, 企业优先提供收益较多的功能, 然后富余容量提供收益其次的功能, 以此类推。比如在弃风、弃光较多时(如西北), 储能企业优先策略是获得电量收益; 在峰谷电价差较大时, 企业优先策略是获得套利收益。需要强调的是, 在市场条件下, 储能各项产品或服务收益并不是一成不变的, 比如现在辅助服务价格机制还不完

善, 收益较少, 但当辅助服务市场成熟后, 提供辅助服务功能, 可能成为一些储能企业的主要经营策略。企业竞争策略优化及调整路径见图 1。

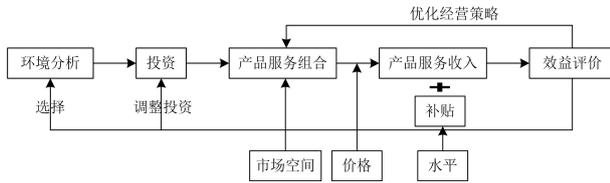


图 1 储能企业竞争策略优化路径

Fig. 1 Optimizing path of competition strategy for energy storage enterprises

4 算例

某省电网公司的风光储输示范工程项目, 储能输出功率 W 为 70 MW, 储能能力 E_0 为 3.066 亿 kWh。由于项目建设较早, 建设成本较高, 单位能量建设成本 C_0 为 8.14 元/kWh, 单位容量装机建设成本为 35 681 元/kW。项目装有多种类型的储能电池, 一天深度充放电 1 次, 充放电深度 80%, 综合能源转化效率 η 可达 75%。

项目年运行维护成本与总建设成本的比值 α 为 4.54%; 综合厂用电率 γ 为 4.27%; 储能用途占厂用电量的比例 β 为 30%。项目风电年均发电量 12 亿 kWh, 2016 年项目所在地区弃风率为 9%, 弃风电量 E_R 为 1.08 亿 kWh; 扣除 E_R 后放电能力 E_D 为 1.986 亿 kWh。

项目所在地区风电标杆电价 P_b 为 0.54 元/kWh。弃风边际成本 C_M 取“0”。2017 年该地区火电标杆电价 P_B 中值为 0.372 0 元/kWh; 扣除政府基金后

1~10 kV 工商业及其他用电(本研究选择的参照类别)低谷销售电价 P_L 为 0.364 4 元/kWh, 高峰电价 P_p 为 0.851 元/kWh, 峰谷电价差为 0.486 6 元/kWh。每天谷、平、高时长分别 8 h。如果在低谷充电, 则 $P_C = P_L$, 充电时间为 8 h。

提供辅助服务时间 n 取 12 月/年, 选择广州抽水储能电站价格作为参照, 储能项目辅助服务容量电价 P_S 为 458 元/kW·年(38.17 元/kW·月)^[5]。

债务资本收益率 R_d 为 5.14%(贷款利率), 权益资本准许收益率 R_e 取 8%; 资产负债率 A_r 为 80%, 因此资金时间价值比率 i 为 5.712%。企业对整个电站的期望投资回报期 N 为 20 年。

由于税收优惠及政府资金补贴政策不明确, 因此 R_0 、 T 取“0”。另外, 由于存在不确定性, ξ_1 、 ξ_2 取“0”。

将以上参数值代入式(7)中, 测算在不同的储能项目能源转化效率(η)、总建设成本递减比例(φ)、储能项目的利用效率(μ)下的可放电价格(P_D), 并讨论技术进步和企业经营水平提高的学习效应。考虑到市场上储能电池的建设成本下降速度较快, 因此 φ 按照 10%的比例递减; η 按照 1%的比例递增, 即从 75%递增至 85%; μ 按照 3.33 %的比例递增, 即从低谷时段储能利用 8 h(66.77%)延长到最大储能时长 12 h(100%)。在其他参数保持不变的情况下, 某参数变化对可放电价格的影响测算结果见表 1。将可放电价格作为电度电价, 将辅助服务的招标或租赁电价作为容量电价, 即可得到两部制电价^[10]。

表 1 不同参数影响下的储能系统两部制电价

Table 1 Two-part pricing method of energy storage system under the influence of different parameters

$\varphi / \%$	装机建设成本递减			能量转化效率递增			系统利用效率递增			容量电价/(元/kW·月)				
	装机成本/(元/kW)	单位容量成本/(元/kWh)	$P_D / (\text{元}/\text{kWh})$	P_D 变动额/(元/kWh)	φ 递减率/%	$\eta / \%$	$P_D / (\text{元}/\text{kWh})$	P_D 变动额/(元/kWh)	η 递增率/%		$\mu / \%$	$P_D / (\text{元}/\text{kWh})$	P_D 变动额/(元/kWh)	μ 递增率/%
100	35 681	8.14	2.463 4	0	0	75	2.463 4	0	0	66.77	2.463 4	0	0	38.17
90	32 113	7.33	2.217 6	-0.245 8	-0.998	76	2.452 6	-0.010 8	-0.44	70.10	2.361 8	-0.101 6	-1.239	38.17
80	28 545	6.51	1.971 8	-0.491 6	-1.996	77	2.441 9	-0.021 5	-0.871	73.43	2.269 4	-0.194	-2.365	38.17
70	24 977	5.7	1.726	-0.737 4	-2.994	78	2.431 5	-0.031 9	-1.296	76.76	2.185	-0.278 4	-3.394	38.17
60	21 409	4.88	1.480 2	-0.983 2	-3.991	79	2.421 2	-0.042 2	-1.714	80.09	2.107 6	-0.355 8	-4.337	38.17
50	17 841	4.07	1.234 4	-1.229	-4.989	80	2.411	-0.052 4	-2.127	83.42	2.036 4	-0.427	-5.205	38.17
40	14 272	3.26	0.988 6	-1.474 8	-5.987	81	2.401	-0.062 4	-2.534	86.75	1.970 7	-0.492 7	-6.006	38.17
30	10 704	2.44	0.742 8	-1.720 6	-6.985	82	2.391 1	-0.072 3	-2.935	90.08	1.909 9	-0.553 5	-6.748	38.17
20	7 136.2	1.63	0.497	-1.966 4	-7.983	83	2.381 3	-0.082 1	-3.331	93.41	1.853 4	-0.61	-7.437	38.17
10	3 568	0.81	0.251 2	-2.212 2	-8.98	84	2.371 7	-0.091 7	-3.722	96.74	1.800 7	-0.662 7	-8.078	38.17
0	0	0	0.005 4	-2.458	-9.978	85	2.362 2	-0.101 2	-4.107	100	1.7526	-0.710 8	-8.665	38.17

通过比较发现, 该项目所处地区风电标杆电价(0.54 元/kWh)大于峰谷电价差(0.4866 元/kWh), 因而同等条件下, 企业储能容量用于减少弃风获得电量收益, 将比套利经营更多, 因此减少弃风, 获得电量收益是该企业经营的优先策略。由于辅助服务价格过低, 最多获得 3 206 万的收益, 远低于其他两种经营收益。因此, 该项目经营策略的优先顺序依次为: 首先是减少弃风, 获得电量收益, 其次通过峰谷电价差获得套利收益, 最后是提供辅助服务获得收益。

由表 1 第 4 列可以看出, 目前由于初始建设成本过高, 可放电价格(2.463 4 元/kWh)高于当地高峰电价, 电价难以被市场接受, 根据式(8), 需要政府给予补贴。

假定市场上新投项目, 如果装机建设成本下降 60%~70%时(比如锂电池储能电站成本 2018 年比 2010 年下降了 80%左右), 即单位装机成本为 10 704~14 272 元/kW, 可放电价格低于高峰电价, 满足式(9)的约束条件, 可放电价格可以被电网企业接受。在此成本水平, 从用户侧角度分析, 满足式(10)的约束条件, 用户使用储能可以节省电费支出。

从发电侧分析, 当装机建设成本下降 80%~90%时(即单位装机成本为 7 136.2~3 568 元/kW), 低于当地标杆电价, 满足式(11)的约束条件, 电价可以被市场接受, 储能项目具有参与市场竞争的能力。

由表 1 第 6 列、第 10 列、第 14 列可以看出, 装机成本、能量转化效率和系统利用效率是影响可放电价格的显著参数。随着技术进步, 装机成本的下降, 能量转化效率和系统利用效率的提高, 可放电价格会降低。可放电价格降低同时也是实现补贴退坡的条件。

为讨论三个参数对可放电价格的影响程度, 本文引入学习曲线理论。学习曲线也称为生产进步函数, 是指某一行业或某一产品在其产品生命周期期间, 通过融合技术进步、产品设计、工艺设计、自动化水平、管理水平提高等方面的努力和学习, 促使成本下降。从表 1 第 5 列、第 9 列、第 13 列可以看出, 随着装机成本的下降, 能量转化效率的提高和系统利用效率的提升, 可放电价格会降低, 前者是通过降低成本来降低可放电价格, 后两个参数是通过效率提升, 影响收益从而影响可放电价格。装机成本下降取决于储能行业的技术进步和规模效应, 运用和生产越多, 技术进步越大, 单位成本越低; 系统利用效率和能量转化效率, 既取决于行业技术进步, 也取决于企业经验的成熟度。

为了比较, 将三个参数的递减、递增速度比率做统一处理(1%), 各参数对可放电价格的影响程度见表 1 第 6 列、第 10 列、第 14 列。三个参数也会产生叠加效应。绘制学习曲线见图 2, 从图可以看到, 装机成本下降、系统使用效率提升对可放电价格的影响程度要大于能量转化效率。因此, 要降低可放电价格, 增强市场竞争力, 首要因素是降低初装成本, 其次是提高使用效率。

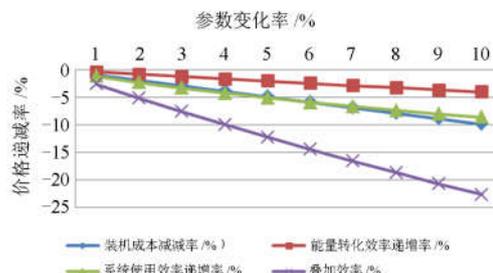


图 2 储能行业与储能项目经营学习曲线

Fig. 2 Learning curve of energy storage industry and energy storage system

5 结论及建议

如何量化市场化条件下储能项目的商业价值, 是电化学储能产业发展过程中, 亟待解决的问题, 其影响项目投资、商业模式选择、市场竞争策略、产业政策制定等。本文依据范围经济理论, 从储能产品与服务的价值(使用价值和商业价值)角度, 构建了多应用场景下的储能项目综合商业价值量化模型, 突破了现有文献从某一具体物理应用场景或某一种经营模式来评价储能项目商业前景的研究视角, 为企业投资、企业经营、市场竞争、政策制定等, 提供了清晰思路和决策工具。

建立在全要素成本收益模型基础上的可放电价格随机模型, 可以较为准确地评价和刻画储能项目的商业价值。影响可放电价格接受程度的参数包括市场、政策、经营三类因素, 储能项目可根据可放电价格水平的市场接受程度, 来分析自身参与市场竞争的能力和选择经营的商业模式, 优化经营策略; 政府相关部门也可以根据参数来制定促进储能产业发展的政策。

在储能商业化的初期, 由于储能产品或服务的社会价值和公用性价值难以衡量, 峰谷分时电价和辅助服务的价格机制并不完善, 储能项目收益受到多个参数的影响, 具有不确定性。现有条件下, 储能项目难以通过单一功能实现盈亏平衡, 企业需要根据技术的成熟程度和市场环境, 优化储能项目的多功能组合, 以降低可放电价格, 增加储能产品

和服务的市场可接受程度, 增强竞争力。

依据算例, 从行业学习效应来看, 储能技术进步、企业经营水平的大幅提高和电池成本(影响因素主要包括电池技术和规模经济效应)显著降低, 是储能项目参与市场竞争和建立储能市场化应用价格机制的前提条件。

由于存在不确定性或政策不明朗, 本文没有深入讨论政府补贴、税收优惠、电池衰变和电池残值等参数对可放电价格的影响, 但不影响对储能商业价值及企业竞争策略的讨论和判断。

致谢

《国家风光储输示范电站储能服务和上网电价定价技术及方案》为本文提供了数据支撑, 谨此致谢!

参考文献

- [1] 毛荐其, 孙静林, 刘娜. 中国储能技术的科学能力测度与国际比较[J]. 科研管理, 2016, 37(12): 19-27.
MAO Jianqi, SUN Jinglin, LIU Na. Measuring and comparing scientific performance of China in energy storage technology[J]. Science Research Management, 2016, 37(12): 19-27.
- [2] 薛金花, 叶季蕾, 陶琼, 等. 基于多场景的商业园区源-储-荷系统运营模式及投资决策研究[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(2): 78-83, 92.
XUE Jinhua, YE Jilei, TAO Qiong, et al. Multi-scenarios based operation mode and investment decision of source-storage-load system in business park[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(2): 78-83, 92.
- [3] 贾成真, 王灵梅, 孟恩隆, 等. 基于风电场集中储能的风储柔性控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(6): 30-37.
JIA Chengzhen, WANG Lingmei, MENG Enlong, et al. Research on flexible control strategy based on the centralized storage joint with wind farm[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(6): 30-37.
- [4] 朱明洋, 林子华. 国外商业模式价值逻辑研究述评与展望[J]. 科技进步与对策, 2015, 32(1): 153-160.
ZHU Mingyang, LIN Zihua. A review of foreign research on value logic in business model[J]. Science & Technology Progress and Policy, 2015, 32(1): 153-160.
- [5] 孙波, 廖强强, 陆宇, 等. 钠硫电池储能项目的电价机制研究[J]. 电网技术, 2014, 38(8): 2108-2113.
SUN Bo, LIAO Qiangqiang, LU Yudong, et al. Research on electricity pricing mechanism of NaS battery based energy storage system[J]. Power System Technology, 2014, 38(8): 2108-2113.
- [6] LIN B, WU W. Economic viability of battery energy storage and grid strategy: a special case of China electricity market[J]. Energy, 2017, 124(4): 423-434.
- [7] 崔强, 王秀丽, 刘祖永. 市场环境计及储能电站运行的联动电价研究及其效益分析[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(13): 62-68.
CUI Qiang, WANG Xiuli, LIU Zuyong. Study on linkage electricity price and benefit analysis considering energy storage station operation in market environment[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(13): 62-68.
- [8] 李丹, 刘俊勇, 刘友波, 等. 考虑风储参与的电力市场联动博弈分析[J]. 电网技术, 2015, 39(4): 1001-1007.
LI Dan, LIU Junyong, LIU Youbo, et al. Analysis on electricity market linkage game considering participation of wind power and energy storage[J]. Power System Technology, 2015, 39(4): 1001-1007.
- [9] 朱泽锋, 赵晋泉, 魏文辉, 等. 主动配电网中电池储能项目最优充放电策略[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(20): 47-52.
ZHU Zefeng, ZHAO Jinqun, WEI Wenhui, et al. Optimal charging and discharging scheme of battery energy storage system in active distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(20): 47-52.
- [10] TAYLOR J A, MATHIEU J L, CALLAWAY D S, et al. Price and capacity competition in balancing markets with energy storage[J]. Energy Systems, 2017, 8(2): 169-197.
- [11] 谢东亮, 薛峰, 宋晓芳. 基于最优价值网络的储能项目调度优化及仿真[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(24): 42-48.
XIE Dongliang, XUE Feng, SONG Xiaofang. Optimization and simulation for dispatch of energy storage systems based on optimal value networks[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(24): 42-48.
- [12] SEDGHI M, DAGHI M, AHMADIAN A, et al. Factor analysis based optimal storage planning in active distribution network considering different battery technologies[J]. Applied Energy, 2016, 183: 456-469.
- [13] 王甜婧, 许阔, 朱永强. 主动配电网的源-网-荷多层博弈经济调度策略[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(4): 10-19.
WANG Tianjing, XU Kuo, ZHU Yongqiang. Economic dispatch strategy of active distribution network based on source-network-load multi-layer game[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(4): 10-19.
- [14] 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项目的优化配置[J]. 电网技术, 2015, 39(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, 39(1): 264-270.
- [15] BRADBURY K, PRATSON L, PATIÑO-ECHEVERRI D. Economic viability of energy storage systems based on price arbitrage potential in real-time U.S. electricity markets[J]. Applied Energy, 2014, 114(2): 512-519.
- [16] KRISHNAMURTHY D, UCKUN C, ZHOU Z, et al. Energy storage arbitrage under day-ahead and real-time price uncertainty[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(1): 84-93.
- [17] 马美婷, 袁铁江, 陈广宇, 等. 储能参与风电辅助服务综合经济效益分析[J]. 电网技术, 2016, 40(11): 3362-3367.
- MA Meiting, YUAN Tiejiang, CHEN Guangyu, et al. Analysis on economic benefit of energy storage in auxiliary service of wind power[J]. Power System Technology, 2016, 40(11): 3362-3367.
- [18] 刘健, 魏昊焜, 张志华, 等. 未来配电网的主要形态—基于储能的低压直流微电网[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(18): 11-16.
- LIU Jian, WEI Haokun, ZHANG Zhihua, et al. Future architecture of power distribution network—low-voltage direct current micro-grids based on energy storage[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(18): 11-16.
- [19] MASOUMZADEH A, NEKOUEI E, ALPCAN T, et al. Impact of optimal storage allocation on price volatility in energy-only electricity markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 33(2): 1903-1914.
- [20] 薛金花, 叶季蕾, 陶琼, 等. 采用全寿命周期成本模型的用户侧电池储能经济可行性研究[J]. 电网技术, 2016, 40(8): 2471-2476.
- XUE Jinhua, YE Jilei, TAO Qiong, et al. Economic feasibility of user-side battery energy storage based on whole-life-cycle cost model[J]. Power System Technology, 2016, 40(8): 2471-2476.
- [21] 刘思强, 叶泽, 范先国, 等. 定价参数对输配电价的影响及调控模型[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(24): 58-65.
- LIU Siqiang, YE Ze, FAN Xianguo, et al. Influence of pricing parameters on transmission and distribution price and its regulation model[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(24): 58-65.
- [22] 刘思强, 叶泽, 姚军, 等. 负荷价格弹性的季节特性及尖峰电价政策福利效应估算[J]. 中国电力, 2016, 49(10): 165-170.
- LIU Siqiang, YE Ze, YAO Jun, et al. Seasonal characteristics of load price elasticity and estimation of the welfare effects of peak price policy[J]. Electric Power, 2016, 49(10): 165-170.
- [23] 唐权, 胥威汀, 叶希, 等. 考虑聚合商参与的配电网分布式储能系统优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(17): 83-92.
- TANG Quan, XU Weiting, YE Xi, et al. Optimized configuration of distributed energy storage system in distribution network considering the participation of aggregators[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(17): 83-92.
- [24] RASOL J M, ALIREZA S, MEHDI S, et al. Optimal placement, sizing, and daily charge/discharge of battery energy storage in low voltage distribution network with high photovoltaic penetration[J]. Applied Energy, 2018, 226: 957-966.
- [25] 熊书华, 戴瑜兴, 毕大强. 实时电价下户用储能智能化管理[J]. 电力系统及其自动化学报, 2018, 30(7): 132-138.
- XIONG Shuhua, DAI Yuxing, BI Daqiang. Intelligent Management of household energy storage under real-time electricity price[J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2018, 30(7): 132-138.
- [26] GAO Y, XUE F, YANG W, et al. Optimal operation modes of photovoltaic-battery energy storage system based power plants considering typical scenarios[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2017, 2(2): 397-406. DOI: 10.1186/s41601-017-0066-9.
- [27] 傅金洲, 孙鸣. 基于气候条件的光伏储能一体发电系统的能量管理策略[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(24): 142-149.
- FU Jinzhou, SUN Ming. Energy management strategy based on weather condition for photovoltaic-energy storage integrated power system[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(24): 142-149.

收稿日期: 2019-06-05; 修回日期: 2019-08-25

作者简介:

刘思强(1972—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 硕士生导师, 研究方向为电力市场、电价理论与政策; E-mail: changshalsq@163.com

叶泽(1962—), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力技术经济; E-mail: yeze2003@qq.com

吴永飞(1990—), 男, 博士, 讲师, 研究方向为电价理论。E-mail: 960733052@qq.com

(编辑 姜新丽)