

基于光-储-微网合作博弈的保供电型微电网运营模式

朱志芳, 胡柳君, 董红, 陈丽萍, 曾繁宏, 高艳娜, 林紫菡, 辛曦, 陈明丽

(广东电网有限责任公司广州供电局, 广州 510630)

摘要: 针对我国供电企业保供电任务数量较多、占用极大的人力、物力成本的问题, 综合考虑分布式光伏、用户侧储能和微电网应用于保供电领域的技术经济性, 提出一种基于光伏投资商、储能投资商和微网运营商多方博弈的保供电型微电网的运营模式。首先, 针对当前应急电源车或发电车保供电存在资产利用率不高、不环保、有噪声污染等问题, 详细讨论了光储微电网代替应急电源车或发电车的保供电思路; 然后, 基于微电网参与保供电的效益与补贴, 考虑光伏发电量及其售电价格在光-储-微网间的分配组成, 分析了 3 个投资主体的投资成本与效益构成, 并采用合作博弈的方法优化讨论了 3 个投资主体的利益均衡点, 使得 3 个主体效益同时达到最优。最后, 通过算例分析了所提运营模式的光伏投资商、储能投资商和微网运营商的经济效益。

关键词: 保供电; 光储微电网; 运营模式; 效益与补贴; 合作博弈

Operation Mode of Power-Guaranteed Microgrid Based on Photovoltaic-Storage-Microgrid Cooperative Game

ZHU Zhifang, HU Liujun, DONG Hong, CHEN Liping, ZENG Fanhong, GAO Yanna, LIN Zihan,
XIN Xi, CHEN Mingli

(Guangzhou Power Supply Bureau of Guangdong Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510630, China)

Abstract: In view of the problem that power supply enterprises have a large number of power supply tasks and occupy a large amount of manpower and material costs in China, an operation model of power-guaranteed microgrid based on multi-party game among photovoltaic investors, energy storage investors and microgrid operators is proposed, considering the technical economy of distributed photovoltaic, user-side energy storage and microgrid in the field of power supply protection. Firstly, for the current emergency power supply vehicles or power generation vehicles, there are problems such as low asset utilization, environmental protection, and noise pollution, the idea of power supply protection for photovoltaic-storage microgrid instead of emergency power supply vehicles or power generation vehicles is discussed in detail. Then, based on the benefits and subsidies of microgrid participating in power supply protection, considering the distribution of photovoltaic power generation and its selling price among the photovoltaic-storage-microgrid, the investment cost and benefit composition of the three investment entities are analyzed, and the cooperative game method is used to optimize and discuss the interest equilibrium points of the three investment entities, so that the benefits of the three entities can be optimized at the same time. Finally, the economic benefits of photovoltaic investors, energy storage investors, and microgrid operators of the operation model proposed in this paper are analyzed through examples.

Key words: power supply ensuring; photovoltaic-storage microgrid; operation mode; benefits and subsidies; cooperative game

基金项目: 国家自然科学基金面上项目(52177085); 广东电网有限责任公司广州供电局科技项目(030100QQ00220008)。

Foundation item: Supported by the General Program of National Natural Science Foundation of China (52177085); the Science and Technology Project of Guangzhou Power Supply Bureau of Guangdong Power Grid Co., Ltd. (030100QQ00220008).

0 引言

随着日益增长的各类用电需求,供电企业面临压力颇大的保供电任务,以广东电网为例,其每年的保供电任务超过 1 000 项。而传统采用应急电源车的保供电模式存在保供电设备成本高、资产利用率偏低、服役年限较短、运维人员工作量大等问题^[1-2]。目前,建立可稳定运行的光储微电网并没有技术上的难题,将其应用于保供电场景也有现实的需求。

相比于常规的微电网,保供电型微电网需要优先满足保供电负荷的用电需求,其储能系统的配置也是一个强约束条件,且往往具备了大量的分布式光伏电源^[3-5]。同时微电网进行保供电的过程往往是由并网运行转换到孤岛运行状态。因此,当前的保供电型微电网多分为光伏投资商、储能投资商、微电网运营商 3 个主体(以下简称光-储-微网),但在进行推广应用时,光-储-微网均由供电企业进行投资和运维的模式并不完全符合目前的市场规律,尤其是其中存在光-储-微网多方商业逻辑的盈利博弈,如何建立多方经济效益相对较优的运营模式是这类保供电型微电网进行市场领域所需讨论的关键技术。本文拟分析重要用户的保供电需求,以光储型微电网为对象,讨论将其应用于保供电新领域时光-储-微网合作博弈的运营模式。

现有执行保供电任务的设备主要是移动电源车或应急发电车,固定式的柴油发电机和储能也逐渐规划建设并投入使用。文献[6]基于消防基站应急通信保障工作的重要性和必要性研究设计了一种基于光储供电的消防基站应急保障系统,确保灾难来临时能够保证消防通信无阻,但只是根据实际需要讨论某一消防基站的保供电,并没有详细讨论光储系统参与保供电具体的运行方式,同时也没有讨论如何进行商业推广。文献[7]介绍了移动电源车在电力应急预案中例如南方雪灾、地震等自然灾害抢险救灾中的保供电应用及发展前景,但并没有讨论移动电源车进行保供电的经济性。文献[8]提出了在线保供电储能装置的多种保供电模式,分别介绍了储能不同模式中的控制方法、优缺点和适用场景,但并没有从储能投资角度分析其经济性。文献[9]提出了一种灾害期间利用储能对重要负荷进行不间断供电的配电网储能规划方法,但对储能进行规划配置时只讨论投资储能的成本,并未分析投资储能后

带来的收益,不能很好地分析储能的價值。文献[10]阐述了用户侧储能在正常供电状态下可实现“低储高发”套利,在供电故障状态下可实现对特定负荷定时限独立供电,从而对储能系统进行优化配置,从成本和收益两个角度规划配置储能,但并没有详细讨论储能的运营模式,没有明确的投资主体。

已有大量研究针对微电网运营模式展开讨论分析,文献[11]以社会资本、电网公司和用户为 3 个投资主体建立不同投资商业模式下的离网型微网全寿命周期成本收益评估模型,该文献未讨论参与保供电的光储微电网商业模式,未详细讨论现阶段储能投资成本过高而回收期太长的問題。文献[12]构建了分布式电源—配套电网的联合博弈投资决策模型,研究了 3 种典型交易模式下各主体的交易策略。文献[13]建立了光伏-储能-负荷合作-非合作两阶段博弈模型,讨论了各主体的优化调度和交易策略。文献[14]提出了一种计及公平性的风光储多源合作博弈鲁棒优化调度模型,并通过算例表明采用合作博弈时系统的总体收益比非合作博弈情景下的收益更高。文献[12-14]均平等地讨论了各主体进行合作或非合作博弈后的利益关系,但是并没有考虑保供电场景下强配储能可能会导致储能经济性更差的问题,因此需对保供电型光储微电网在光-储-微网合作博弈中的运营模式展开讨论。

针对基于光储系统用于保供电的可行性分析的研究,现有较少学者开展这部分工作。文献[15]提出光储微电网替代应急电源车进行保供电任务,并分析电网公司和社会资本两个投资主体的运营策略,最终得出最优的运营方式,但只讨论在储能替换效益与储能保供电补贴之间的博弈下供电企业和社会资本两个投资主体的运营策略,并没有讨论光-储-微网多方博弈的商业运营模式。文献[16]讨论了利用光储充电站实现应急电源功能的方法来满足供电中断时重要电力用户的用电需求,说明光储微电网进行保供电具备技术经济可行性,但没有讨论光-储-微网的效益划分问题,可能导致储能系统不具备经济性而使光储充电站很难实现商业化推广。

针对上述问题,本文提出一种考虑光-储-微网多方博弈的以保供电为首要任务的光储微电网运营策略。首先,针对传统应急电源车或发电车存在成本高、资产闲置等问题,提出光储微电网代替传统应急电源车或发电车进行保供电的思路;然后,基

于保供电型微电网效益与补贴,结合光伏发电量和其售电价格在光伏-储能-微电网间的博弈关系,分析光-储-微网三方成本效益构成;最后,以光-储-微网为3个投资主体,采用合作博弈的方式寻找利益均衡点,实现整体和各自利益最优。

1 微电网保供电及其效益和补贴

1.1 基于光储微电网保供电方法

目前电网公司开展保供电工作仍以应急电源车或发电车为常用手段。这种方式存在的主要问题是:1)保供电设备的资产利用率不高,一年中保供电需求相对于正常供电需求来说比较少,因此传统应急电源车或发电车大多处于闲置状态;2)保供电流程较为复杂,应急电源车现场应用要从现场勘查、负荷容量匹配、低压用户母线接排、运行参数监测4个方面开展^[17],流程较为复杂;3)传统保供电的人力成本较高且技术复杂,体现在设备运维、现场接线拆线、保供电过程的技术支持^[18]等过程中;4)柴油发电存在不环保、运维成本高等问题^[19]。用储能电池替代传统应急电源车或发电车进行保供电任务,不仅具有无环境和噪声污染、高效节能等诸多优势,而且还能够根据实际保供电场景灵活保障用户用电。目前,供电企业已进行了一些基于保供电为主要目的的光储型微电网的示范项目,有较好的效果。

基于上述分析,本文提出以光储微电网代替传统应急电源车或发电车的保供电思路,其示意图如图1所示。所提出的光储微电网替代传统应急电源车或发电车进行保供电是由并网切换为孤岛模式完成的。正常运行时微电网处于并网状态,与上级电网协调合作给用户供电;上级电网发生故障后微电网由并网模式切换为孤岛模式,依靠光伏和储能对微网重要负荷进行保供电。微电网只要满足在一定时间内能够持续为用户提供所需电能即可,这样既能满足用户的保供电需求又不会造成多余的能源浪费和环境污染。

1.2 保供电型微电网效益与补贴

目前储能的发展面临着成本高、政策不够完善、投资方承担风险较高和无法体现储能综合价值等问题^[20-21]。同时,由于保供电任务向来都是电网公司承担的,而在保供电任务众多情况下,为了缓解电网公司的压力,考虑采用微电网保供电的方法,从电网公司角度来看是有益的,但是为了推动

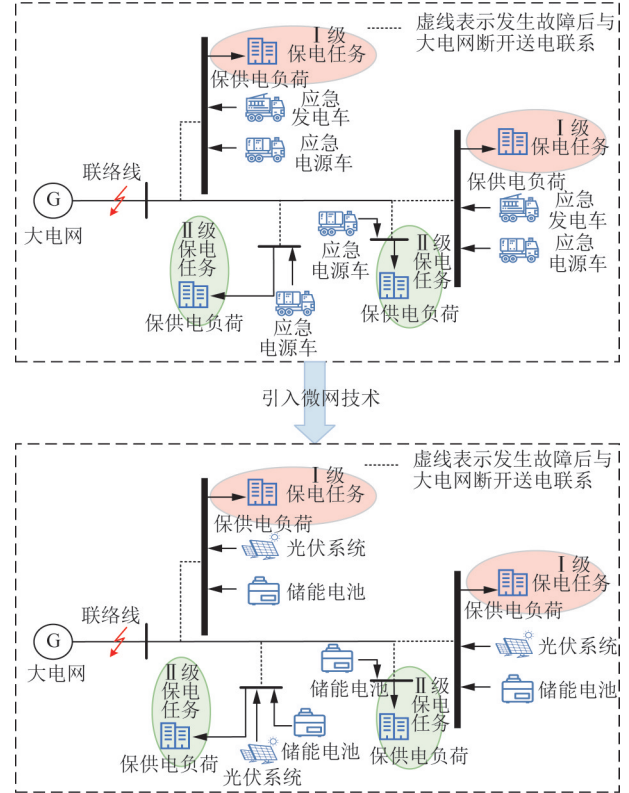


图1 技术思路示意图

Fig. 1 Sketch of technical idea

该保供电模式的发展,电网公司需提供一定的补贴方案。此时承担保供电任务的光储微电网增加两项收益,分别是微电网运营商的保供电收益和储能的保供电补贴,其意义和具体计算过程如下。

1.2.1 微电网保供电效益

微电网保供电效益是指微电网每进行一次保供电任务,保供电用户需提供一定的保供电费用。微电网保供电效益的计算公式为:

$$B_{mo}^b = y_b \cdot W_{mo}^{bg} = y_b \cdot \sum_{i=1}^{N_{mo}} W_{mo,i}^{bg} T_{bg}^i \quad (1)$$

式中: B_{mo}^b 为微电网年保供电效益; y_b 为单位保供电效益,元/kWh; W_{mo}^{bg} 为微电网年实际保供电电量, kWh; $W_{mo,i}^{bg}$ 为微电网 i 每个保供电日的实际保供电电量; T_{bg}^i 为微电网 i 一年中实际保供电天数; N_{mo} 为微电网的数量。

1.2.2 储能保供电补贴

储能保供电补贴是微电网运营商为吸引储能投资商投资储能而向其给予的补贴。储能保供电补贴的提出是为了提高储能投资商投资储能时的收益,其由微电网运营商提供,参考文献[15]对其进行改

进, 其计算公式为:

$$B_{\text{ess}}^{\text{b}} = x_{\text{b}} \cdot W_{\text{ess}}^{\text{bg}} = x_{\text{b}} \cdot \sum_{i=1}^{N_{\text{ess}}} W_{\text{ess},i}^{\text{bg}} T_{\text{bg}}^i \quad (2)$$

式中: $B_{\text{ess}}^{\text{b}}$ 为储能系统年保供电补贴, 简称为保供电补贴; x_{b} 为单位保供电补贴, 元/kWh; $W_{\text{ess}}^{\text{bg}}$ 为储能系统年实际保供电电量, kWh; $W_{\text{ess},i}^{\text{bg}}$ 为储能电池 i 每个保供电日的实际保供电电量; N_{ess} 为储能电池的数量。

2 保供电型光储微电网运营模式

本节将光储微电网的投资主体分为光伏投资商、储能投资商和微电网运营商3类, 各投资主体成本和效益分配关系如表1所示。在这3个投资主体中, 微电网和光伏属于可盈利的, 而储能属于难以盈利的。且考虑保供电需求后, 储能的配置容量很可能比传统的光伏配置容量要大很多, 此时会进一步降低储能的投资效益, 甚至使其不具备投资价值。因此本文基于保供电型储能效益与补贴考虑光伏发电量与其售电价格在光-储-微网间的分配组成, 梳理3个投资主体的投资成本、效益构成后通过多主体合作博弈进行效益再分配, 提升微网各方参与合作的积极性^[22-23], 使保供电型微电网能适合市场化运营。

2.1 各投资主体收益函数

2.1.1 光伏投资商

1) 初始投资成本

光伏系统按容量计算初始投资成本, 即:

$$\begin{cases} C_{\text{PV_inv}} = \sum_{n=1}^{T_{\text{year}}} \sum_{t=1}^{T_{\text{day}}} c_{\text{PV}} P_{\text{PV},t}^n \cdot k_{\text{a}} \\ k_{\text{a}} = \frac{r(1+r)^{T_{\text{y}}}}{(1+r)^{T_{\text{y}}} - 1} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $C_{\text{PV_inv}}$ 为光伏投资商初始投资成本等年值;

c_{PV} 为光伏单位容量投资成本, 元/kWh; $P_{\text{PV},t}^n$ 为光伏第 n 天 t 时刻的发电量, kWh; T_{day} 为一天的小时数; T_{year} 为一年的天数; k_{a} 为等年值系数; r 为贴现率, 5%; T_{y} 为微电网项目周期, 通常为 15 a。

2) 运维成本

光伏发电为新型能源发电, 无污染, 其运行维护成本计算公式为:

$$C_{\text{PV_a}} = \sum_{n=1}^{T_{\text{year}}} \sum_{t=1}^{T_{\text{day}}} m_{\text{PV}} P_{\text{PV},t}^n \quad (4)$$

式中: $C_{\text{PV_a}}$ 为光伏投资商运维成本; m_{PV} 为光伏的运维成本系数, 元/kWh。

3) 光伏上网效益

光伏将一部分电量售卖给微电网可获得光伏发电上网收益, 如式(5)所示。

$$B_{\text{PV}}^1 = \sum_{n=1}^{T_{\text{year}}} \sum_{t=1}^{T_{\text{day}}} \rho_{\text{PV}} P_{\text{PV-grid},t}^n \quad (5)$$

式中: B_{PV}^1 为光伏上网效益; $P_{\text{PV-grid},t}^n$ 为第 n 天 t 时段光伏向电网出售的电量; ρ_{PV} 为光伏的上网电价, 元/kWh。

4) 光伏售电给储能效益

在三方博弈中, 光伏可能会将一部分电量售卖给储能, 此时可得到一部分收益, 如式(6)所示。

$$B_{\text{PV}}^2 = \sum_{n=1}^{T_{\text{year}}} \sum_{t=1}^{T_{\text{day}}} \omega_{\text{PV}}^t P_{\text{PV-ess},t}^n \quad (6)$$

式中: B_{PV}^2 为光伏售电给储能效益; $P_{\text{PV-ess},t}^n$ 为第 n 天 t 时段光伏向储能出售的电量; ω_{PV}^t 为 t 时段光伏向储能售电的价格, 元/kWh。

因此, 光伏投资商净收益最大化目标函数 I_{PV} 如式(7)所示。

$$I_{\text{PV}} = B_{\text{PV}}^1 + B_{\text{PV}}^2 - C_{\text{PV_inv}} - C_{\text{PV_a}} \quad (7)$$

2.1.2 储能投资商

1) 初始投资成本

表 1 各投资主体投资和效益分配

Tab. 1 Investments and benefit distributions of each investor

主体成本和效益	光伏投资商	储能投资商	微电网运营商
初始投资成本	光伏	储能	其他设备
运维成本	光伏	储能	其他设备
其他成本		储能购买光伏发电成本	1)微电网购买光伏发电成本 2)微电网给予储能的保供电补贴
效益	1)光伏上网效益 2)光伏售电给储能效益	1)储能“低储高发”效益 2)储能从光伏购电后售电收益 3)储能保供电补贴	1)微电网售电收益 2)微电网保供电效益

储能系统是主要的保供电电源,替代了传统的应急电源车或发电车的作用。其投资要考虑两个物理量,一个是储能系统的容量,另一个是储能系统输出功率。其初始投资成本表达式为:

$$C_{\text{ess_inv}} = (c_{\text{ess}}^1 E_{\text{ess}} + c_{\text{ess}}^2 P_{\text{ess}}) \cdot k_a \quad (8)$$

式中: $C_{\text{ess_inv}}$ 为储能初始投资成本; c_{ess}^1 为单位容量投资成本,元/kWh; c_{ess}^2 为单位输出功率投资成本,元/kW; E_{ess} 为储能系统总容量, kWh; P_{ess} 为储能系统额定功率, kW。

2) 运维成本

储能系统是根据微电网负荷和其他发电设备之间的功率关系进行功率调控的,因此储能系统的运维成本与其发出功率和吸收功率有关,计算式如式(9)所示。

$$C_{\text{ess_a}} = \sum_{n=1}^{T_{\text{year}}} \sum_{t=1}^{T_{\text{day}}} m_{\text{ess}} (P_{\text{dis},t}^n + P_{\text{ch},t}^n) \quad (9)$$

式中: $C_{\text{ess_a}}$ 为储能运维成本; m_{ess} 为储能运维成本系数,元/kWh; $P_{\text{dis},t}^n$ 、 $P_{\text{ch},t}^n$ 分别为储能电池第 n 天 t 时段的放电功率和充电功率,均为正值, kW。

3) 储能购买光伏发电成本

光伏发出的电量一部分可出售给储能,储能再供电给用户使用。储能购买光伏售电成本即为光伏售电给储能效益,可由式(6)计算得出,用 B_{pv}^2 表示。

4) 储能“低储高发”效益

相比于传统应急电源车或发电车,储能系统具备峰谷电价套利收益的功能。

$$B_{\text{ess1}} = \sum_{n=1}^{T_{\text{year}}} \sum_{t=1}^{T_{\text{day}}} (P_{\text{dis},t}^n - P_{\text{ch},t}^n) \rho_{e,t} \quad (10)$$

式中: B_{ess1} 为储能“低储高发”套利,“低储高发”套利即高峰时段储能放电,低谷时段储能充电; $\rho_{e,t}$ 为 t 时段的电价,元/kWh。

5) 储能从光伏购电后售电收益

储能系统从光伏购买的电量可以将其以分时电价出售给用户。

$$B_{\text{ess2}} = \sum_{n=1}^{T_{\text{year}}} \sum_{t=1}^{T_{\text{day}}} P_{\text{pv-ess},t}^n \rho_{e,t} \quad (11)$$

式中: B_{ess2} 为储能从光伏购电后售电收益; $P_{\text{pv-ess},t}^n$ 为从光伏购买电量后第 n 天 t 时段的售电量。

6) 储能保供电补贴

光储微电网在进行保供电任务时,储能投资商享有的保供电补贴是由微电网运营商提供的,由式

(2)计算得出,用 B_{ess}^b 表示。因此,储能投资商净收益最大化目标函数 I_{ess} 可表示如下。

$$I_{\text{ess}} = B_{\text{ess1}} + B_{\text{ess2}} + B_{\text{ess}}^b - B_{\text{pv}}^2 - C_{\text{ess_inv}} - C_{\text{ess_a}} \quad (12)$$

2.1.3 微电网运营商

1) 初始投资成本

微电网运营商负责微电网其他设备的初始投资成本如式(13)所示。

$$C_{\text{mo_inv}} = C_{\text{fix}} \cdot k_a \quad (13)$$

式中: $C_{\text{mo_inv}}$ 为微电网运营商初始投资成本; C_{fix} 为微电网其他设备初始投资成本。

2) 运维成本

微电网运营商负责微电网其他设备的运维成本如式(14)所示。

$$C_{\text{mo_a}} = M_{\text{fix}} \quad (14)$$

式中: $C_{\text{mo_a}}$ 为微电网运营商运维成本; M_{fix} 为微电网其他设备运维成本。

3) 微电网购买光伏发电成本

光伏发出的电量一部分可出售给微电网运营商,微电网运营商再供电给用户使用。微电网运营商购买光伏发电成本即为光伏上网效益,因此由式(5)计算得出,用 B_{pv}^1 表示。

4) 微电网给予储能的保供电补贴

为更好地吸引投资商投资储能,微电网运营商给储能投资商提供保供电补贴,由式(2)计算得出,用 B_{ess}^b 表示。

5) 微电网售电收益

$$B_{\text{mo}} = \sum_{n=1}^{T_{\text{year}}} \sum_{t=1}^{T_{\text{day}}} P_{\text{PV-grid},t}^n \rho_{e,t} \times \eta_{\text{pv}} \times (1 - \eta_{\text{pv}}^1) \quad (15)$$

式中: B_{mo} 为售电收益; $P_{\text{PV-grid},t}^n$ 为光伏第 n 天 t 时段上网电量; η_{pv} 为光伏系统综合效率; η_{pv}^1 为光伏系统年衰减率; $\rho_{e,t}$ 为分时电价。

6) 微电网保供电效益

光储微电网参与保供电任务,会相应获得一定的保供电效益,由式(1)计算得出,用 B_{mo}^b 表示。

因此,微电网运营商净收益最大化目标函数 I_{mo} 可表示如下。

$$I_{\text{mo}} = B_{\text{mo}} + B_{\text{mo}}^b - C_{\text{mo_inv}} - C_{\text{mo_a}} - B_{\text{pv}}^1 - B_{\text{ess}}^b \quad (16)$$

2.2 约束条件

1) 功率平衡约束

$$P_{\text{load}}(t) = I \cdot P_{\text{line}}(t) + \sum_{i=1}^N P_i(t) - P_{\text{loss}}(t) \quad (17)$$

式中: $P_{\text{load}}(t)$ 为 t 时段负荷需求功率; $P_i(t)$ 为发电

单元 i 在 t 时段输出的功率; $P_{\text{line}}(t)$ 为联络线功率; I 为 0-1 变量, 当微电网并网运行时 $I = 1$, 孤岛运行时 $I = 0$; $P_{\text{loss}}(t)$ 为微电网在 t 时段产生的有功功率损耗; N 为微电网中的发电单元数量。

2) 潮流约束

$$\begin{cases} P_i(t) = U_i(t) \sum_{j=1}^{N_B} U_j(t) (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ Q_i(t) = U_i(t) \sum_{j=1}^{N_B} U_j(t) (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \end{cases} \quad (18)$$

式中: $P_i(t)$ 、 $Q_i(t)$ 分别为 t 时段节点 i 注入的有功功率和无功功率; $U_i(t)$ 、 $U_j(t)$ 分别为 t 时段节点 i 和节点 j 的电压值; G_{ij} 、 B_{ij} 和 θ_{ij} 分别为 i 节点和 j 节点间的电导、电纳和功率角; N_B 为系统节点数量。

3) 光伏系统容量约束

$$0 \leq P_{\text{PV},i} \leq P_{\text{PV},i}^{\max} \quad (19)$$

式中: $P_{\text{PV},i}$ 为光伏系统 i 的额定容量; $P_{\text{PV},i}^{\max}$ 为光伏系统 i 能安装的最大额定容量。

4) 光伏售电给储能电量约束

光-储-微网进行合作博弈时, 光伏可选择性地选择平价上网或按照分时电价售电给储能, 售电给储能的电量不能超过光伏实际发电量。

$$0 \leq P_{\text{PV-ess},i,t} \leq P_{\text{PV},i,t} \quad (20)$$

式中: $P_{\text{PV-ess},i,t}$ 为典型日内时段 t 第 i 个光伏系统售电给储能的电量; $P_{\text{PV},i,t}$ 为典型日时段 t 第 i 个光伏系统实际发出的电量。

5) 光伏售电给储能价格约束

从光伏角度来说, 光伏售电给储能价格不低于谷时电价才能驱动光伏售电给储能; 从储能角度来说, 储能向光伏购电电价不能高于平时电价才能驱使储能向光伏购电。

$$w_d \leq W_{\text{PV},i} \leq w_{p,t} \quad (21)$$

式中: $W_{\text{PV},i,t}$ 为典型日内时段 t 光伏系统 i 售电给储能的电价; w_d 、 $w_{p,t}$ 分别为谷时电价和平时电价。

6) 储能容量约束

为了尽量发挥储能电池的作用, 加长储能电池的使用寿命, 就需要充分考虑储能电池的荷电状态约束条件。

$$\begin{cases} S_{\text{OC}}^{\min} \leq S_{\text{OC}}(t) \leq S_{\text{OC}}^{\max} \\ S_{\text{OC}}(t + \Delta t) = S_{\text{OC}}(t) - \frac{\eta P_{\text{ess}}(t) \Delta t}{E_{\text{ess}}} \end{cases} \quad (22)$$

式中: $S_{\text{OC}}(t)$ 为储能电池在 t 时段的荷电状态; $S_{\text{OC}}^{\min}$ 和

$S_{\text{OC}}^{\max}$ 分别为储能电池最小和最大允许的荷电状态; η 为储能电池转换效率, 充电时取充电效率 η_c , 放电时取放电效率 η_d 的倒数 $1/\eta_d$; E_{ess} 为储能电池总容量; $P_{\text{ess}}(t)$ 为储能电池 t 时段的功率; Δt 为时间步长。本文将 0 时刻储能系统的初始荷电状态定为 50%。

7) 储能充放电约束

$$\begin{cases} P_{\text{dis}}(t) \cdot P_{\text{ch}}(t) = 0 \\ P_{\text{dis}}^{\min} \leq P_{\text{dis}}(t) \leq P_{\text{dis}}^{\max} \\ P_{\text{ch}}^{\min} \leq P_{\text{ch}}(t) \leq P_{\text{ch}}^{\max} \end{cases} \quad (23)$$

式中: $P_{\text{dis}}(t)$ 为储能放电功率; $P_{\text{ch}}(t)$ 为储能充电功率; $P_{\text{ch}}^{\min}$ 、 $P_{\text{ch}}^{\max}$ 分别为充电功率最小值和最大值; $P_{\text{dis}}^{\min}$ 、 $P_{\text{dis}}^{\max}$ 分别为放电功率的最小值和最大值。

8) 运行始末储能荷电量相等

$$\sum_{t=1}^T (P_{\text{dis}}(t) - P_{\text{ch}}(t)) \Delta t = 0 \quad (24)$$

式中: Δt 为储能系统充电或放电时间; T 为储能的一个运行周期。

2.3 合作博弈模型

2.3.1 模型建立

在本文所述的光储微电网系统中, 光-储-微网都希望在总体利益达到最大的同时以增大己方收益为目标参与市场交易。即在给定的约束条件下追求各自优化目标的最优值, 从而使系统目标最优, 最终达到各方下的纳什均衡。3 个投资主体的合作博弈^[24-25]可以表述为:

$$G = \{N; P_{\text{PV}}, P_{\text{PV-ess}}, W_{\text{PV}}, P_{\text{ess}}, E_{\text{ess}}, x_b; I_{\text{PV}}, I_{\text{ess}}, I_{\text{mo}}\} \quad (25)$$

具体描述如下。

1) 博弈方。在博弈过程中, 每一个具有决策权的参与者称之为博弈方。本文的博弈参与者光、储、微网分别为 N_{PV} 、 N_{ess} 、 N_{mo} , 将各博弈参与者集合表示为 $N = \{N_{\text{PV}}, N_{\text{ess}}, N_{\text{mo}}\}$ 。

2) 策略集。博弈方在相互博弈过程中所选择的实际可行的方案称为策略。本文博弈的策略分别为光伏容量 P_{PV} 、光伏售电给储能各时刻容量 $P_{\text{PV-ess}}$ 、光伏售电给储能的各时刻价格 W_{PV} 、储能各时刻充放电功率 P_{ess} 、储能容量 E_{ess} 和单位保供电补贴 x_b , 策略集表示为 $X = \{P_{\text{PV}}, P_{\text{PV-ess}}, W_{\text{PV}}, P_{\text{ess}}, E_{\text{ess}}, x_b\}$ 。

3) 收益。收益函数用来评估博弈互动决策过程中的获利情况, 并以此作为调整相邻下一轮决策的重要信息。各博弈参与者的收益函数与各方策略关

系如式(26)所示。

$$\begin{cases} I_{PV}(P_{PV}, P_{PV-ess}, W_{PV}) \\ I_{ess}(P_{PV-ess}, P_{ess}, E_{ess}, x_b, W_{PV}) \\ I_{mo}(P_{PV}, P_{PV-ess}, P_{ess}, E_{ess}, x_b) \end{cases} \quad (26)$$

式中 $I_{PV}(\cdot)$ 、 $I_{ess}(\cdot)$ 和 $I_{mo}(\cdot)$ 分别为光伏投资商、储能投资商和微电网运营商的收益函数。对应的表达式如式(27)所示。

$$\begin{cases} P_{PV-ess} = \{P_{PV-ess}(1), P_{PV-ess}(2), \dots, P_{PV-ess}(T_{day})\} \\ W_{PV} = \{W_{PV}(1), W_{PV}(2), \dots, W_{PV}(T_{day})\} \\ P_{ess} = \{P_{ess}(1), P_{ess}(2), \dots, P_{ess}(T_{day})\} \end{cases} \quad (27)$$

式中 $P_{PV-ess}(t)$ 、 $W_{PV}(t)$ 、 $P_{ess}(t)$ 分别为 t 时段光伏售电给储能的容量、价格和储能充放电功率, $t=1, \dots, T_{day}$ 。

因此,可建立光-储-微网合作博弈模型^[26]如式(28)所示。

$$\begin{cases} \max (I_{PV} - I_{PV}^{0*})(I_{ess} - I_{ess}^{0*})(I_{mo} - I_{mo}^{0*}) \\ \text{s.t. } I_{PV} \geq I_{PV}^{0*} \\ I_{ess} \geq I_{ess}^{0*} \\ I_{mo} \geq I_{mo}^{0*} \end{cases} \quad (28)$$

式(19)一式(25)

式中 I_{PV}^{0*} 、 I_{ess}^{0*} 和 I_{mo}^{0*} 分别为合作前光-储-微网的最优收益,即纳什谈判破裂点。

2.3.2 模型求解

本文采用 Yalmip+Gurobi 求解器对合作前的光伏投资商、储能投资商、微电网运营商建立的模型进行求解;采用 NSGA-II 对光-储-微网合作博弈模型进行求解,相关参数设置为:种群规模为 200,迭代次数为 100。

1) 合作前优化模型线性化

式(4)计算保供电补贴时考虑保供电需求后储能容量与单位保供电补贴的乘项,可通过 McCormick 法又称凸包络法进行凸化处理^[27-28]。而两连续变量相乘利用 M 包络,引入辅助变量 $M = x_b E_{ess}$ 、新增约束如式(29)所示。

$$\begin{cases} x_b^{\min} E_{ess} + E_{ess}^{\min} x_b - x_b^{\min} E_{ess}^{\min} - M \leq 0 \\ x_b^{\max} E_{ess} + E_{ess}^{\max} x_b - x_b^{\max} E_{ess}^{\max} - M \leq 0 \\ M - x_b^{\min} E_{ess} + E_{ess}^{\max} x_b - x_b^{\min} E_{ess}^{\max} \leq 0 \\ M - x_b^{\max} E_{ess} + E_{ess}^{\min} x_b - x_b^{\max} E_{ess}^{\min} \leq 0 \end{cases} \quad (29)$$

式中 $x_b^{\max}$ 、 $x_b^{\min}$ 及 $E_{ess}^{\max}$ 、 $E_{ess}^{\min}$ 分别为单位保供电补贴及储能容量的上、下限。

2) 合作博弈优化模型求解步骤

对于上述博弈模型优化问题,本文采用 NSGA-II 迭代搜索算法进行求解。

步骤一:输入原始数据和参数。初始化博弈模型的数据,主要包括负荷曲线、光伏曲线和分时电价等。

步骤二:建立博弈模型。根据前面所述的各方优化模型建立方法,建立基于合作博弈的优化模型。

步骤三:采用 yalmip+gurobi 求解器计算合作博弈前各方纳什谈判破裂点 (I_{PV}^{0*} , I_{ess}^{0*} , I_{mo}^{0*})。

步骤四:采用 NSGA-II 对光-储-微网合作博弈模型(28)进行求解,找到纳什均衡点 (I_{PV}^* , I_{ess}^* , I_{mo}^*), I_{PV}^* 、 I_{ess}^* 和 I_{mo}^* 分别为合作后光-储-微网的最优收益。

步骤五:输出纳什均衡点 (I_{PV}^* , I_{ess}^* , I_{mo}^*) 以及使得目标函数最优的各决策变量。

3 算例分析

3.1 算例简介

本文以修改后的 IEEE 33 节点系统为例,分析各个投资主体的经济效益。修改后的 IEEE 33 节点系统是在原有的 18 节点系统引入光伏和储能系统,如图 2 所示,系统容量为 3.715 MW,其中保供电负荷为 800 kW。假设上级电网发生故障到恢复供电所需 2 h。参考海南电网保供电时的额外收取的保供电费用为 5 元/kWh,忽略光伏弃光的影响。本文理想状态下是依靠光伏和储能共同对重要负荷进行保供电,但是考虑到光伏出力的不确定性和间歇性,假设以微电网在执行保供电任务时段光伏输出功率为零时作为最严重的情况,来进一步约束储能的容量和功率。

设定设备成本参数如表 2 所示,设定设备参数如表 3 所示,该算例工业分时电价如表 4 所示。

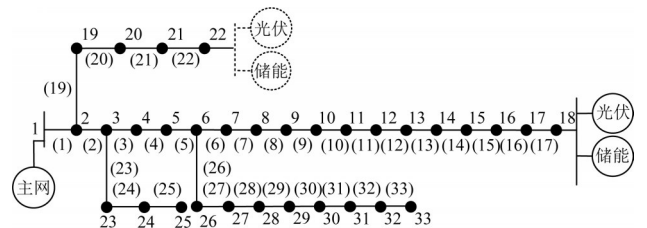


图2 修改后的IEEE 33节点系统

Fig. 2 Modified IEEE 33-node system

表 2 设备成本参数表

Tab. 2 Parameters table of equipment cost

设备名称	费用名称	取值
光伏系统	单位初始投资/(元·kW ⁻¹)	3 600
	年运维费/(元·kW ⁻¹)	69. 204
	容量单位初始投资/(元·kWh ⁻¹)	1 600
储能系统	功率单位初始投资/(元·kW ⁻¹)	800
	年运维费/(元·kW ⁻¹)	78. 84
	其他设备投资/万元	370
微电网	日常维护费/(元·月)	8 000
	故障检修费/(元·月)	12 000

表 3 设备性质参数表

Tab. 3 Parameters table of equipment property

设备名称	参数名称	取值
光伏系统	综合效率	0. 95
	年衰减率	0. 05
	上网电价/(元·kWh ⁻¹)	0. 45
	充放电效率	0. 9
储能系统	S_{OC}^{max}	0. 9
	S_{OC}^{min}	0. 1
	自放率	0. 01

表 4 工业用电分时电价

Tab. 4 Time-of-use prices of industrial electricity

	高峰时段	平时段	低谷时段
电价/(元·kWh ⁻¹)	1. 232	0. 779	0. 291
时段	10—12	8—10	0—8
	16—21	12—16	
		21—24	
时长/h	7	9	8

3. 2 计算结果分析

在考虑保供电的储能投资商和微电网运营商合作博弈，以及考虑电量交易的光伏投资商、储能投资商和微电网运营商的合作博弈中，基于纳什谈判使得光-储-微网各主体达到自身最优，并找到纳什均衡点，同时得出使得上述博弈方收益函数最优时的决策变量： P_{PV} 、 P_{PV-ess} 、 W_{PV} 、 P_{ess} 、 E_{ess} 和 x_b 。

3. 2. 1 考虑保供电的储能和微电网合作均衡

保供电型微电网收益主要是售电收益和参与保供电效益，同时需要从微电网运营商分出一部分效益作为储能投资商的保供电补贴，此时需找到使得微电网运营商和储能投资商达到利益均衡的纳什均衡点。同时可得到达到利益均衡点时的决策变量 P_{ess} 、 E_{ess} 以及 x_b 。

优化后储能容量为 2. 5 MWh，储能额定功率为 1 MW，满足微电网系统负荷 0. 8 MW 持续 2 h 供电要求。考虑保供电需求后储能充放电示意图如图 3 所示。储能可在高峰电价时放电，在低谷和平时电价充电，充放电功率与保供电负荷和储能容量有关，储能满足保供电要求的同时也可以实现“低储高发”套利。

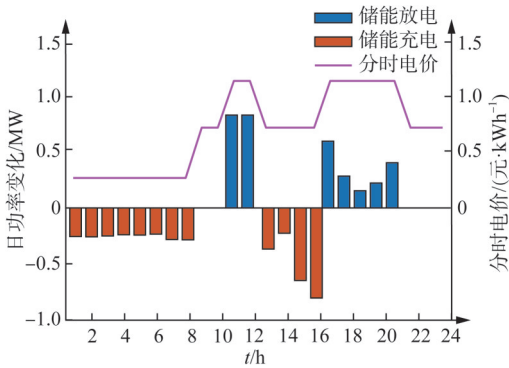


图 3 储能充放电功率

Fig. 3 Charge and discharge powers of energy storage

图 4 为光储微电网进行保供电时储能投资商和微电网运营商合作收益均衡图。从图 4 可知，当储能投资商获得的保供电补贴与微电网运营商去除保供电补贴后的保供电效益达到均衡时，单位保供电补贴为 2. 239 元/kWh，此时的单位保供电补贴是双方合作均衡的最优补贴值。

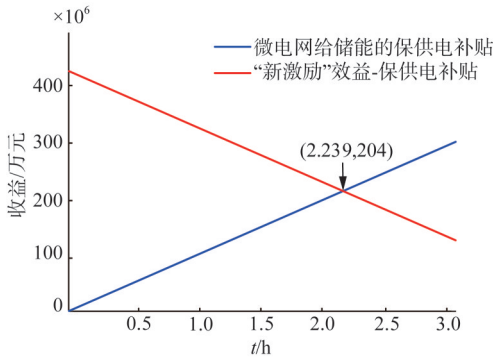


图 4 储能和微电网合作博弈

Fig. 4 Cooperative game between energy storage and microgrid

3. 2. 2 光-储-微网进行电量交易的合作均衡

微电网只能按照用户需求即时售电给用户，并不能将电能储存起来，而储能可以在分时电价低时存储电量，待分时电价高时再将电能售卖出去，从中赚取峰谷价差。考虑到光-储-微网合作后存在剩

余价值,即若光伏将发出的所有电能都上网,此时会存在微电网以光伏上网电价0.45元/kWh将光伏发出的电能买进,但是以平时的电价0.779元/kWh或以低谷时的电价0.291元/kWh将此部分电能卖出的情况,这时微电网运营商获利极小更甚者还亏本。若在这些时刻利用储能将这部分电能储存起来,最终以高峰电价1.232元/kWh售卖出去,此时需找到纳什均衡点使得光伏投资商、储能投资商和微电网运营商达到利益均衡点,同时可得到达到利益均衡点时的 P_{PV} 、 P_{PV-ess} 和 W_{PV} 。

由于储能系统峰谷差套利,因此在高峰时刻肯定是输出功率,此时从储能投资商角度出发,需探讨谷时和平时充电电量的来源以及从光伏处充电电价,进而推出微电网运营商谷时和平时从储能投资商和光伏投资商购买电量的情况,也可以计算出光伏投资商谷时和平时售卖给储能投资商电量和电价的情况。

因此,通过上述分析,光-储-微网三方电量交易可看作两个时段电能分配和电价计算问题:

1)低谷时(4—8时段)储能充电的电能来源以及从光伏处充电电价。

2)平时(12—16时段)储能充电的电能来源以及从光伏处充电电价。

图5为电量交易价格。图6为光伏作为主体的电量交易。图7为储能充电时刻的电量交易。从图5可以得出光伏售电给储能电价在4—8时间段一般不超过光伏上网电价,而在12—16时间段都超过上网电价,同时上述两段时间内的光伏售电给储能电价均处于对应时刻分时电价和光伏上网电价之间。针对光伏投资商,4—6时段光伏以低于上网电价的价格卖电给储能,而12—16时段光伏以高于上网电价的价格卖电给储能,此时光伏收益明显增加;针对储能投资商,4—8时段储能以高于谷时电价的价格从光伏处买电,而12—16时段储能以低于平时电价的价格从光伏处买电,从图中可看出储能12—16时段降低的价格是多于4—8时段升高的价格,此时储能成本明显降低;针对微电网运营商,从图7可以看出,4—8时段光伏上网电量明显降低,该时间段微电网以0.45元/kWh购电,以0.291元/kWh售电所亏的成本更少了,自然收益增加了。

这说明为使得系统整体最优且三方自身最优的

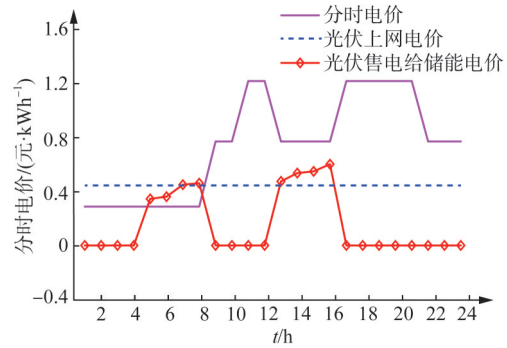


图5 电量交易价格

Fig. 5 Energy trading prices

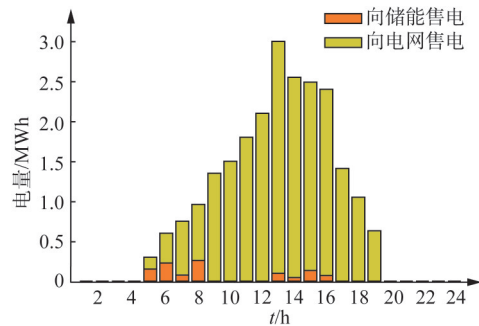


图6 光伏主体电量交易

Fig. 6 Electricity trading between of photovoltaic

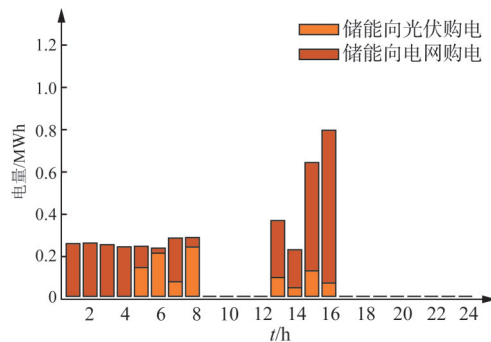


图7 储能充电时刻的电量交易

Fig. 7 Electricity trading at the moment of energy storage charging

光-储-微网合作博弈是能够产生剩余价值的,且通过纳什均衡,三方均衡分配合作后产生的剩余价值。从图6—7中可以看出光-储-微网进行合作博弈后,为达到三方利益最大化的目标,光伏、储能、微电网三者之间是有一定的电量交易的。具体的收益分析在下一节详细介绍。

3.2.3 合作前后保供电型光-储-微网效益对比分析
光-储-微网投资成本和运维成本合作前与合作后相同,因此合作前后保供电型光-储-微网效益分

析只讨论 3 个主体之间电量交易。光伏投资商只需要考虑将电能卖给储能还是微电网使得收益尽可能大；储能投资商只需要考虑充电电量是从光伏处还是微电网处购买使得购电成本尽可能小；而微电网运营商需综合考虑从光伏购电后，卖给储能和用户净收益最大。

光-储-微网在合作运营前后的交易成本和收益结果如表 5—7 所示。可以看出，光-储-微网在合作运营后净收益分别提升 13.359 万元、13.323 万元和 13.286 万元；约分别提升 3.553 %、17.703 % 和 3.685 %。这说明通过三方合作运营，个体利益得到显著提升，同时，经计算联盟总体年净收益提升 39.968 万元，考虑到计算误差的影响，每个主体的交易净效益提升额基本相等，均为联盟总体效益提升额的 1/3。这说明光-储-微网通过合作产生的剩余价值被三方主体平均分配，体现纳什谈判方法进行利益分配的公平性，同时兼顾个人利益和整体利益。合作博弈后的保供电型光储型微电网比未进行合作博弈的保供电型光储微电网经济效益更好，而其目前并不存在技术问题，因此该方案具备可行性。

表 5 光伏投资商交易成本和收益

Tab. 5 Photovoltaic investors transaction costs and benefits

万元			
收益	各项指标	合作前	合作后
收益	与储能交易	0	17.544
	与电网交易	375.968	371.783
净收益	交易净收益	375.968	389.327

表 6 储能投资商交易成本和收益

Tab. 6 Energy storage investors transaction costs and benefits

万元			
成本和收益	各项指标	合作前	合作后
成本	与光伏交易	0	17.544
	与电网交易	86.789	55.922
收益	与用户交易	162.047	162.047
净收益	交易净收益	75.258	88.581

3.1 光伏上网电价灵敏性分析

上述光伏投资商、储能投资商和微电网运营商合作运营产生的剩余价值关键因素在于光伏上网电价，本节将探究光伏发电的上网电价对光-储-微网多主体合作运营净收益的影响。根据近 3 年来国家发改委公布各省市光伏上网价格，设置表 8 所示 3

表 7 微电网运营商交易成本和收益

Tab. 7 Microgrid investors transaction costs and benefits

万元			
成本和收益	各项指标	合作前	合作后
成本	与光伏交易	375.968	371.783
	与储能交易	86.789	55.922
收益	与用户交易	649.737	689.705
	交易净收益	360.558	373.844

种光伏上网电价场景，其中场景 3 为本节算例中使用的基本场景。

表 8 光伏上网电价场景

Tab. 8 Scenarios for feed in tariffs of photovoltaic 元/kWh

主体	场景 1	场景 2	场景 3
光伏	0.35	0.4	0.45

表 9—11 分别为光伏投资商、储能投资商和微电网运营商在 3 种场景下合作运营前后年净收益结果。对比 3 种场景计算结果可得出以下结论。

表 9 不同场景光伏投资商合作前后净收益对比

Tab. 9 Comparisons of operation net incomes for photovoltaic investors before and after cooperation in different scenarios

参数	场景 1	场景 2	场景 3
合作前净收益/万元	292.420	334.194	375.968
合作后净收益/万元	311.451	350.401	389.327
净收益增量/万元	19.031	16.207	13.359
净收益增量比例/%	6.508	4.850	3.553

表 10 不同场景光伏投资商合作前后净收益对比

Tab. 10 Comparisons of operation net incomes for energy storage investors before and after cooperation in different scenarios

参数	场景 1	场景 2	场景 3
合作前净收益/万元	75.258	75.258	75.258
合作后净收益/万元	94.250	91.434	88.581
净收益增量/万元	18.992	16.176	13.323
净收益增量比例/%	25.236	21.494	17.703

1) 考虑保供电型微电网效益与补贴后基于光-储-微网合作博弈，在光伏上网电价分别为 0.35 元/kWh、0.4 元/kWh、0.45 元/kWh 的 3 种场景下，各主体合作运营后的净收益均得到较大幅度提升。在 3 种场景下，对于光伏投资商，合作运营后净收益分别提高 6.508 %、4.850 % 和 3.553 %。对于储能投资商，合作运营后净收益分别提高 25.236 %、

表11 不同场景微电网运营商合作前后净收益对比

Tab. 11 Comparisons of operation net incomes for microgrid investors before and after cooperation in different scenarios

参数	场景1	场景2	场景3
合作前净收益/万元	444.106	402.332	360.558
合作后净收益/万元	463.072	418.461	373.844
净收益增量/万元	18.966	16.129	13.286
净收益增量比例/%	4.271	4.009	3.685

21.494%和17.703%。对于微电网运营商,合作运营后净收益分别提高4.271%、4.009%和3.685%。

2)本算例中,在不同场景下,各主体的净收益增量相比合作前都更高,且光伏上网电价越低,各主体净收益增量越高,说明通过多主体合作运营可显著提升各主体净效益。而随着光伏上网电价的升高,三方合作运营后各主体净收益提升比例越低,进一步说明若要提高储能投资商的投资积极性,光伏上网电价不能太高。

4 结论

本文从保供型光储微电网替代传统应急电源车或发电车进行保供电的角度提出了一种基于保供型微电网效益与补贴,考虑光伏发电量和其售电价格在光伏-储能-微电网间的博弈关系的运营模式。然后从光-储-微网三方合作博弈中合理分配剩余价值,确定最优运营模式,结论如下。

1)针对保供型光储微电网的投资运营需求,设计合作博弈补贴方案以平衡微电网保供电效益在储能投资商和微电网运营商之间的分配结果:合作博弈补贴方案可将提高储能投资商的收益,有效缓解投资商投资储能时的成本太高的问题。

2)针对光伏发电量在储能和微电网间的分配以及如何制定光伏售电于储能价格的问题,为最大化光-储-微网整体收益,光伏向储能售电时的价格大部分高于光伏上网电价,且光伏发电量更多地向微网售电。

3)研究考虑保供电后的光储微电网的光-储-微网三方合作博弈运营模式,可知多方合作博弈后的保供型光储微电网不仅可以明显提高系统总收益,而且对各博弈方净收益也有显著增加。

参考文献

[1] 牛芝雅. 光柴储移动电源车关键技术的研究与应用[D]. 沈

阳:沈阳工程学院,2019.

- [2] 黄柏,杨帆,方健. 老旧低压柴油应急发电车运行性能研究[J]. 移动电源与车辆, 2023, 54(2): 43-47.
- [3] HUANG Bo, YANG Fan, FANG Jian. Research on operating performances of old diesel-oil electric generator wagon [J]. Movable Power Station & Vehicle, 2023, 54(2): 43-47.
- [3] 谭永明,付丽娜. 整县屋顶分布式光伏发电项目的实践及探索[J]. 太阳能, 2023(7): 13-18.
- TAN Yongming, FU Lina. Exploration and practice of entire county rooftop distributed PV power generation project [J]. Solar Energy, 2023(7): 13-18.
- [4] 张敏,李爱武,计枚选. “整县推进”模式下屋顶分布式光伏发电项目的典型设计方案和设计要点探讨[J]. 太阳能, 2022(11): 16-21.
- ZHANG Min, LI Aiwu, JI Meixuan. Discussion on typical design scheme and key design points of rooftop distributed PV power generation project under the mode of “county-wind promotion” [J]. Solar Energy, 2022(11): 16-21.
- [5] 张蕊,刘常平,杜鑫,等. 基于典型案例分析的海南省既有建筑光伏应用发电潜力研究[J]. 建设科技, 2022(19): 36-40.
- ZHANG Rui, LIU Changping, DU Xin, et al. Research on power generation potential of PV system in Hainan existing buildings based on typical case analysis [J]. Construction Science and Technology, 2022(19): 36-40.
- [6] 冯帅硕,常婕,陈哲,等. 用于消防救援的光储供电基站应急通信保障研究[J]. 今日消防, 2022, 7(11): 29-31.
- FENG Shuaiqi, CHANG Jie, CHEN Zhe, et al. Research on emergency communication support of optical storage and power supply base station for fire rescue [J]. Fire Protection Today, 2022, 7(11): 29-31.
- [7] 张小委,滕增,王月云,等. 移动电源车在电力应急预案中的应用及发展前景[J]. 农业装备技术, 2017, 43(4): 50-52.
- ZHANG Xiaowei, TENG Zeng, WANG Yueyun, et al. Application and de-velopment prospect of the power-supply vehicle in electric power emergency plan [J]. Agricultural Equipment & Technology, 2017, 43(4): 50-52.
- [8] 颜诚,范元亮,吴文宣. 在线保供电储能装置的多模式供电方法[J]. 高压技术, 2018, 44(4): 1166-1176.
- YAN Cheng, FAN Yuanliang, WU Wenxuan. Multi-mode power supply method for online power supply storage device [J]. High Voltage Engineering, 2018, 44(4): 1166-1176.
- [9] 张海波,马伸铜,程鑫,等. 保证重要负荷不间断供电的配电网储能规划方法[J]. 电网技术, 2021, 45(1): 259-268.
- ZHANG Haibo, MA Shentong, CHENG Xin, et al. Distribution network energy storage planning ensuring uninterrupted power supply for critical loads [J]. Power System Technology, 2021, 45(1): 259-268.
- [10] 孙鸣,桂旭. 可向特定负荷定时限独立供电的储能系统优化配置[J]. 电力系统自动化, 2018, 44(4): 115-122.
- SUN Ming, GUI Xu. Optimal configuration of battery energy storage system providing independent power supply for specific load during certain time [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 44(4): 115-122.
- [11] 陈青恒,袁晓杰,何宇俊,等. 投资开放模式下基于全寿命周期分析的离网型微网投资与优化[J]. 电网技术, 2018, 42(8): 2448-2457.
- CHEN Qingheng, YUAN Xiaojie, HE Yujun, et al. Investment and optimization of off-grid microgrid projects based on life-cycle cost/benefit analysis with open investment mode [J].

- Power System Technology, 2018, 42(8): 2448 – 2457.
- [12] 熊威. 基于多主体博弈的分布式电源投资决策与交易策略研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2023.
- [13] 王秀丽, 闫璐, 刘豹, 等. 基于合作-非合作博弈的光储荷网协同运行策略[J]. 太阳能学报, 2023, 44(5): 128 – 138.
WANG Xiuli, YAN Lu, LIU Bao, et al. Cooperative operational strategies of photovoltaic, energy storage, load and power grid based on cooperative and non-cooperative game[J]. Acta Energaie Solaris Sinica, 2023, 44(5): 128 – 138.
- [14] 王芸芸. 计及公平性的风光储合作博弈优化调度研究[D]. 兰州: 兰州交通大学, 2023.
- [15] 王凤学, 欧阳森, 辛曦, 等. 保供电型光储微电网运营策略分析[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(5): 184 – 191.
WANG Fengxue, OUYANG Sen, XIN Xi, et al. Operation strategy analysis of power supply ensuring microgrid with photovoltaic and energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(5): 184 – 191.
- [16] 梁振锋, 祁芙蓉, 王德意, 等. 考虑应急电源功能的光储充放电配置方法研究[J]. 电网技术, 2023, 47(8): 3376 – 3384.
LIANG Zhenfeng, QI Furong, WANG Deyi, et al. Configuration of optical storage & charging and discharging power station considering emergency power function[J]. Power System Technology, 2023, 47(8): 3376 – 3384.
- [17] 董志文, 姜晖, 钱忠. 电力应急电源车的现场应用[J]. 电工技术, 2022(4): 122 – 124, 128.
DONG Zhiwen, JIANG Hui, QIAN Zhong. Field application of electric emergency power supply vehicle [J]. Electric Engineering, 2022(4): 122 – 124, 128.
- [18] 徐斌. 分析应急发电车的配置与管理[J]. 电气技术与经济, 2022(4): 114 – 117.
XU Bin. The configuration and management of emergency power generation vehicle are analyzed[J]. Electrical Equipment and Economy, 2022(4): 114 – 117.
- [19] MORADI M H, ESKANDARI M, HOSSEINIAN S M. Operational strategy optimization in an optimal sized smart microgrid[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(3): 1087 – 1095.
- [20] 邵泽广, 李永丽, 李怡, 等. 计及混合储能寿命损耗的光伏功率平抑策略[J]. 电力系统及其自动化学报, 2024, 36(2): 97 – 104.
SHAO Zeguag, LI Yongli, LI Yi, et al. Photovoltaic power smoothing strategy considering the life loss of hybrid energy storage [J]. Proceedings of the CSU-EPSSA, 2024, 36(2): 97 – 104.
- [21] 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.
- [22] 李振坤, 张晨晨, 王茹楠, 等. 综合能源微网群中氢共享储能的优化配置及效益分析 [J/OL]. 南方电网技术, 1 – 13[2025 – 04 – 13]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/44.1643.TK.20250328.1133.009.html>.
LI Zhenkun, ZHANG Chenchen, WANG Runan, et al. Optimization configuration and benefit analysis of hydrogen shared energy storage in integrated energy microgrid group [J/OL]. Southern Power System Technology, 1 – 13[2025 – 04 – 13]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/44.1643.TK.20250328.1133.009.html>.
- [23] 高建伟, 王紫莹, 孟琪琛, 等. 考虑置信间隙决策理论的多能微网群协同共赢优化研究 [J/OL]. 南方电网技术, 1 – 10[2025 – 04 – 13]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/44.1643.tk.20250219.1133.005.html>.
GAO Jianwei, WANG Ziyi, MENG Qichen, et al. Research on multi-energy microgrid group collaborative win-win optimization considering confidence gap decision theory [J/OL]. Southern Power System Technology, 1 – 10[2025 – 04 – 13]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/44.1643.tk.20250219.1133.005.html>.
- [24] 王树东, 杜巍, 林莉, 等. 基于合作博弈的需求侧响应下光储微电网优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(1): 129 – 137.
WANG Shudong, DU Wei, LIN Li, et al. Optimal allocation of photovoltaic energy storage microgrid under the demand side response based on cooperative game[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(1): 129 – 137.
- [25] 张维海, 彭称称, 蒋秀珊. 多目标动态优化中Pareto随机合作博弈研究综述[J]. 控制与决策, 2023, 38(7): 1789 – 1801.
ZHANG Weihai, PENG Chengcheng, JIANG Xiushan. Pareto stochastic cooperative games in multiobjective dynamic optimization problems: a survey [J]. Control and Decision, 2023, 38(7): 1789 – 1801.
- [26] 马腾飞, 裴玮, 肖浩, 等. 基于纳什谈判理论的风-光-氢多主体能源系统合作运行方法[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(1): 25 – 39.
MA Tengfei, PEI Wei, XIAO Hao, et al. Cooperative operation method for wind-solar-hydrogen multi-agent energy system based on nash bargaining theory [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(1): 25 – 39.
- [27] 叶琳浩, 申展, 许峰, 等. 考虑光伏不确定性和时序相关性的分布鲁棒光储协同优化配置方法[J]. 南方电网技术, 2023, 17(4): 132 – 143.
YE Linhao, SHEN Zhan, XU Feng, et al. Distributionally robust collaborative optimal allocation method of photovoltaic and energy storage considering photovoltaic uncertainty and temporal correlation [J]. Southern Power System Technology, 2023, 17(4): 132 – 143.
- [28] 吴晗, 欧阳森, 梁炜焜, 等. 基于自适应步长 ADMM 的柔性配电网光-储协同分布鲁棒优化配置[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(7): 35 – 43.
WU Han, OUYANG Sen, LIANG Weikun, et al. Distributionally robust optimization configuration of photovoltaic-energy storage coordination in flexible distribution network based on adaptive step size ADMM [J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(7): 35 – 43.

收稿日期: 2023-10-04; 网络首发日期: 2024-05-20

作者简介:

朱志芳(1980), 男, 高级工程师, 硕士, 研究方向为电力系统规划, zhuzhifang@163.com;

胡柳君(1996), 女, 通信作者, 工程师, 硕士, 研究方向为电力系统规划, 1154467914@qq.com;

董红(1982), 女, 高级工程师, 硕士, 研究方向为电力系统规划。