

山西电力备用辅助服务市场机制设计与实践

邹鹏¹, 崔校瑞², 何希然³, 荆朝霞³, 张超¹, 程雪婷², 孙田^{4,5}, 叶文圣³

(1. 国网山西省电力公司, 山西省 太原市 030021;

2. 国网山西省电力公司电力科学研究院, 山西省 太原市 030001;

3. 华南理工大学电力学院, 广东省 广州市 510000;

4. 北京电力交易中心有限公司, 北京市 西城区 100031;

5. 清华大学电机工程与应用电子技术系, 北京市 海淀区 100084)

Design and Practice of Power Reserve Ancillary Service Market Mechanism of Shanxi in China

ZOU Peng¹, CUI Xiaorui², HE Xiran³, JING Zhaoxia³, ZHANG Chao¹,
CHENG Xueting², SUN Tian^{4,5}, YE Wensheng³

(1. State Grid Shanxi Electric Power Company, Taiyuan 030021, Shanxi Province, China;

2. State Grid Shanxi Electric Power Research Institute, Taiyuan 030001, Shanxi Province, China;

3. School of Electric Power Engineering, South China University of Technology, Guangzhou 510000, Guangdong Province, China;

4. Beijing Power Exchange Center, Xicheng District, Beijing 100031, China;

5. Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Haidian District, Beijing 100084, China)

ABSTRACT: The electricity reserve ancillary service market is an important mechanism to reflect the value of reserve service, guide traditional thermal power and new entities to actively provide reserve service, and support the construction of the new power system. Based on the formal operation of the electricity spot market and the frequency regulation ancillary service market in Shanxi, in response to the problem of insufficient flexible regulation resources for the power grid with a high proportion of renewable energy, Shanxi proposes a transaction mechanism of the positive reserve ancillary service market coordinated with the power energy. Regarding market mechanism design, Shanxi adopts the semi-coupled clearing coordination mode that uses the total cost of the electricity spot market and the positive reserve market as the lowest target to determine the unit commitment, then clears the reserve and electricity energy markets in turn. It provides compensation for surplus generation capacity to suppliers of reserve service and the compensation for winning capacity, to fully reflect the dual value of reserve service to ensure power supply and promote renewable energy consumption. The case analysis and the results of test operation of the Shanxi reserve market show that the construction of the reserve service market is conducive to

discovering reserve regulation value and optimizing the allocation of system regulation resources, and relevant achievements can provide a reference for the construction of the domestic reserve market.

KEY WORDS: reserve market; electricity market; coupling mechanism of energy and reserve service; ancillary service; operation practice

摘要: 电力备用辅助服务市场是反映备用服务价值、引导传统火电和新型主体积极提供备用服务、支撑新型电力系统构建的重要机制。山西在电力现货市场和调频辅助服务市场正式运行的基础上,针对新能源高占比下电网备用灵活调节资源不足的问题,研究提出了主辅协调的正备用辅助服务市场交易机制。在市场机制设计上,山西采用现货电能市场和正备用市场的总费用最低为目标确定机组组合、再顺次出清备用和电能市场的半耦合出清协调模式,并给备用服务供应商除中标容量补偿以外的富余发电容量补偿费用,以充分反映备用服务保供应和促消纳的双重价值。算例分析及山西正备用市场模拟试运行结果表明,备用服务市场建设有利于发现备用调节价值,优化系统调节资源配置,相关成果可为国内备用市场建设提供参考。

关键词: 备用市场; 电力市场; 电能-备用耦合机制; 辅助服务; 运营实践

DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2023.2284

0 引言

根据国家能源局数据显示,2022年全国新能源新增装机1.52亿kW,占新增装机容量的76.2%;

基金项目: 国网山西省电力公司科技项目“新型电力系统下考虑动态备用需求的备用市场机制设计及关键技术研究”(52053023000A)。

Project Supported by the Science and Technology Project of State Grid Shanxi Electric Power Company “Research on the Design and Key Technologies of Reserve Service Market Mechanism Considering Dynamic Reserve Demand Under the New Power System” (52053023000A).

新能源发电量 2.7 万亿 kW·h, 占总发电量的 31.3%^[1]。我国电源结构已发生重大变化, 随着新型电力系统的建设推进, 系统“源荷双动”的特点将使得运行复杂性大大增加。以山西省为例, 2023 年 12 月 7 日, 山西全省新能源发电量达到 4.6 亿 kW·h, 占全社会用电量的比例已达到 60%; 全年新能源日发电量占全社会用电量比例超过 50% 的天数已达 14 天。根据山西可再生能源发展“十四五”规划, 到 2025 年, 全省新能源装机将达到 8000 万 kW 左右, 新能源装机占比达 50%, 2030 年全省新能源装机占比达 60% 以上^[2]。届时, 新能源发电波动性使得不同时间段的备用调节价值显著不一, “两个细则”下的传统管理模式难以准确衡量市场主体为系统提供备用的效益, 固定标准补偿无法对备用调节资源产生有效激励。此外, 在虚拟电厂、可中断负荷等多元新型资源快速发展的趋势下, 备用市场的建设有利于培育调节能力有限的资源主体, 它们在发展前期可能只能参与备用市场而无法参加调节性能要求更高的调频市场来获取收益。因此, 为激励各类型资源积极提供备用服务以保障系统安全稳定运行、促进新能源消纳, 有必要研究设计备用辅助服务市场交易并运行实践^[3]。

备用市场研究的关键问题在于系统备用需求的确定以及现货电能量与备用市场的衔接协调机制^[4]。在备用需求的确定方面, 北欧^[5]和美国如 PJM^[6]、加州^[7]和得州^[8]等市场主要采用确定性方法来得到需求, 一般设定为备用分区内最大单次事故的功率缺额或者设为预测负荷的一定比例。其中得州辅以启发式方法, 利用已并网机组设备的历史数据计算应对新能源不确定性的需求分量^[9]。对于电能量-备用市场的协调机制设计, 美国区域市场一般联合优化出清电能量和备用服务^[6-8], 而分散式电力市场如北欧^[10]、英国^[11]的电能量和辅助服务市场则相对独立, 分开运作出清。

国内备用市场建设缓滞, 尚未有面向各类资源主体尤其是火电机组的省级备用市场启动。现有备用市场建设集中在省间交易的区域层面上, 对于省级备用市场建设的参考意义有限。华东^[12]、南方^[13]和西北^[14]等区域虽然都进行了许多有益尝试, 但此类省间备用市场仅在区域内某省电力供应紧张、备用资源缺乏的情况下才会启动, 其本质更接近于电能量交易。并且由于存在省间现货市场, 省间备用市场交易规模较小。目前各省份多根据“两个细则”来配置备用服务资源, 一般采用固定标准对供应商进行补偿, 没有以市场化方式体现不同类型资源提

供备用服务的性能和成本差异。

当前学术界对结合国内市场实情的备用机制建设实践也开展了一些研究。文献[15]提出了适应华东电网发展的运行备用体系, 细化各备用产品的分类、响应时间及最小配置原则。文献[16]总结了南方区域备用管理现存问题, 提出通过备用容量网络约束来构建联合出清模型。文献[17]基于层级调度的管理模式给出分区备用需求确定方法, 文献[18]则提出了基于信号处理算法对净负荷偏差曲线多时间尺度分解并评估分级备用需求的方法, 两者均建立区域互联共享的能量-备用联合出清模型。文献[19]则总结了浙江 2021 年已结算试运行的第三方独立主体参与包含备用在内的辅助服务市场探索与实践经验。但是, 目前对于现货市场环境下如何具体开展具有中国特色的备用辅助服务市场的完整机制设计还没有深入的研究和实际运行实践, 尤其考虑到在国内电力现有治理结构下电能量和备用辅助服务两者所属的管制机构不同导致市场难以直接联合优化出清, 而理论的最优则要求两个品种在出清上尽可能地实现耦合等问题。

因此, 山西针对新能源高占比下电网备用灵活调节资源不足的问题, 结合国外备用市场运营实践和山西电网特点, 研究提出了主辅协调的正备用市场机制^[20], 包含备用需求确定、交易申报、交易组织、结算分摊、市场衔接机制等多方面内容。其中, 在出清协调环节, 山西电力正备用市场综合考虑资源配置的最优性和起步阶段实践应用的可行性, 创新性提出以现货电能量市场和正备用市场的总费用最低为目标确定机组组合再顺次出清备用和能量市场的半耦合出清协调模式; 在结算环节, 针对山西所面临的新能源跨日大幅波动引起火电机组预留备用容量增加的问题, 对备用服务供应商提供除中标容量补偿以外的富余发电容量补偿费用, 这是山西备用市场区别于国内外备用市场的重要特点。本文详细介绍山西电力正备用市场机制的设计思路, 并通过算例分析和市场试运行数据进行验证。结果表明, 备用服务市场建设有利于发现不同时段的备用调节价值, 为符合要求的资源主体提供新的盈利渠道, 促进新型调节资源的发展, 提升系统调节能力, 优化系统调节资源配置, 相关研究成果可为国内备用市场建设提供参考。

1 备用市场机制设计的关键问题

1.1 山西备用市场建设目的

山西电力市场目前已建立了中长期与现货有

效衔接^[21]、省间与省内市场协调运营、电能量与辅助服务高效融合的市场体系及结算机制。

在电力现货市场方面，山西在日前设计了能灵活选择优化时长的长周期机组组合环节，并积极尝试将调峰辅助服务融合在现货市场运行中^[22-23]，现货市场的电能量价格能够更加真实可信地反映电力供需情况，保证电力平衡。山西电力现货市场已于2023年12月22日在国内首个转入正式运行，为建设备用市场奠定了良好基础^[24]。在电力辅助服务方面，山西调频市场于2018年正式运行后，中标机组的平均调频性能指标提升15%，调频市场能够有效引导企业进行机组的灵活性技术改造，电网整体调节水平稳步提高^[25]。

尽管山西现货市场和调频市场建设成果显著，但山西电网和市场目前仍存在问题。

1) 辅助服务品种较为单一，仅运行调频市场，市场保供应、促消纳的作用尚未充分发挥。

2) 现行“两个细则”管理下备用服务价值缺失，无法引导传统和新型资源积极参与。

3) 现货市场下备用服务尚未市场化，相关备用容量成本无法疏导，影响发电企业的申报策略和现货价格的真实性。

4) 度夏度冬电力供应紧张时期，山西已出现晚高峰正备用容量不足的现象，随着新能源大规模发展，发电波动性进一步加大，系统将面临更加频繁的顶峰保供和低谷消纳两难局面^[26]。

因此，为解决以上问题，应研究与现有市场紧密衔接、高度匹配系统需求的备用辅助服务市场机制，以进一步挖掘各类型主体在新能源出力波动的多元场景下所提供备用的价值并给予相应补偿，从而有效协调保供应、促消纳、促发展的多重目标。

1.2 备用市场与现有交易品种的协调运行

目前，山西已正式运行省内电力现货市场和调频辅助服务市场，因此备用市场的设计需要深入考虑备用市场与前述两者间的协调衔接。

1) 针对国内电力现有治理结构，为在电能量和备用辅助服务市场所属管制机构不同的前提下尽可能地实现两者的耦合，本文拟在机组组合(security constrained unit commitment, SCUC)环节，考虑以现货电能量市场和正备用市场的总费用最低为优化目标，而非传统的仅考虑现货电能量市场费用，并需满足电网安全最小正备用容量等约束条件，从而实现机组开停计划与备用容量预留的综合优化。

2) 在交易的时间粒度方面，山西电力现货市场

的交易粒度为15min。对于备用市场交易而言，机组开停机计划等市场边界信息也将随现货市场的开展而不断更新。因此，市场起步阶段，实际备用交易优化的时间粒度宜与现有的最小市场交易粒度匹配。

3) 在交易时段方面，考虑备用服务和调频服务均为应对系统供需偏差的有功辅助服务，因此，为保证两类服务有效衔接共同提供系统安全保障，备用市场应与现有调频市场的时段设置保持一致，将运行日分为5个时段(00:00—06:00, 06:00—12:00, 12:00—16:00, 16:00—21:00, 21:00—24:00)开展交易，未来可根据系统的平衡偏差波动特性等具体需求进一步优化调频和备用的时段设置。

4) 在调节需求量方面，调频服务与备用服务同属于有功辅助服务，调频机组所预留的上调节容量可以认为是高质量的广义备用容量，因此备用市场出清时采用的容量需求需要考虑与现有调频市场的衔接。

1.3 备用市场结算方式

在集中竞价的备用市场中，其市场结算有两种典型方式：按报价结算(pay as bid, PAB)和按统一边际价格结算(marginal clearing price, MCP)。在竞争充分的市场中，MCP机制下市场主体的最佳策略是按真实成本报价。但是PAB机制下市场主体的最佳策略是通过各种手段预测竞价交易中最后中标的主体报价，并自身申报一个略低的报价以在中标的前提下利益最大化。

因此，在备用市场运行初期，市场主体对整体供需形势及对其他主体的报价意愿不太明晰，其报价策略相对保守，PAB下市场的备用总购成本相对MCP会更低。随着市场的发展，主体不断掌握市场信息，PAB和MCP的结算结果会逐渐趋同。但MCP机制下市场主体的信息交易成本较低，报价策略相对简单清晰。总体而言，PAB和MCP机制各有优劣。具体于山西备用市场的结算环节，考虑到市场起步阶段主体报价策略较为保守，且备用市场后续仍将动态调整完善，初期拟采用PAB机制以降低备用成本。

2 山西正备用辅助服务市场机制设计

为适应新型电力系统的发展，激励各类型市场主体积极参与备用辅助服务市场，山西结合实际并充分协调各方诉求，编制印发了正备用辅助服务市场交易实施细则，不再通过“两个细则”以固定模式和价格补偿正备用辅助服务费用，而是采用市场化竞争手段引导市场主体提供正备用辅助服务并

获得收益。正备用市场的产品定义、参与主体、需求确定、交易申报、供不应求时的处理方式等多个环节间的关系见图 1，下文详细展开具体设计。

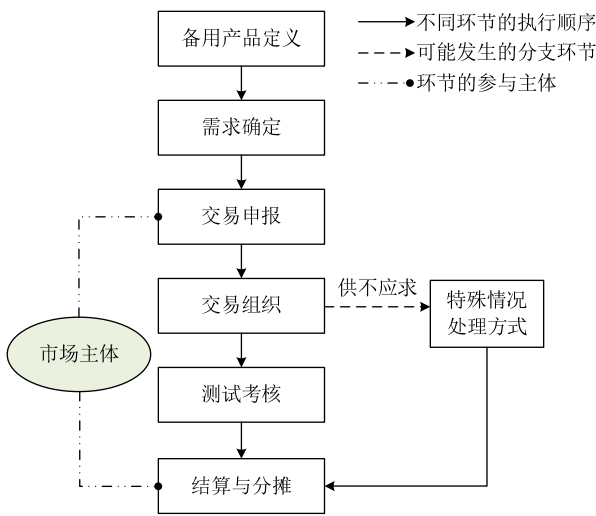


图 1 市场各环节间的关系

Fig. 1 Relationship among various aspects of the market

2.1 备用产品定义

山西电力备用市场建设初期，参考国际上对备用产品的响应时间^[27]等要求并考虑山西电力现货市场现行的交易时间粒度，定义正备用辅助服务是为保证电力系统可靠供电，以市场化方式激励各类型市场主体通过预留向上调节能力并按调度指令提供的有功备用服务，中标的备用供应商需在 15min 内响应并持续时长不小于 2h。

2.2 市场主体

能够依据市场交易结果和调度指令来调整发电出力或用电负荷的主体均可参与市场以提供备用服务，包括参与现货市场的燃煤机组和燃气机组，省调直调的新型储能电站，虚拟电厂、可控负荷，以及具备调节能力的风电场、光伏电站等，可有效适应多元异质资源主体的发展趋势。

2.3 需求确定

为应对新能源跨日大幅波动及预测偏差、省间需求或保供要求等多场景下的用户可靠供电，参考电力系统技术导则^[28]，由常规负荷备用需求和新能源负荷备用需求定义组成电网安全最小正备用容量需求。晚高峰时段的初始备用需求确定如式(1)所示。

$$R_{peak} = \max(P_{s,max}, R_{min}) + \alpha P_{pre,max} \quad (1)$$

式中： R_{peak} 为晚高峰时段的初始备用需求； $P_{s,max}$ 为全网最大单一电源容量； R_{min} 为上级电力调度机构明确的最低备用容量； $P_{pre,max}$ 为晚高峰时段对应的新能源日前最大预测出力； α 为新能源备用比例系数，建设初期该比例系数暂取 20%，这是根据

2021 年历史系统数据统计得到的，在需要覆盖 95% 的新能源出力偏差场景要求下，算得新能源备用比例系数为 20%。

调度机构按照次日 5 个时段分别确定备用市场需求和组织市场出清。初期各时段的初始备用需求暂均按晚高峰时段初始备用需求确定，随着备用市场的运行发展，逐步实现按 5 个时段确定初始备用需求曲线。为考虑与现有调频市场的衔接，各时段初始备用需求应减去相应时段所有调频机组预留上调节容量后得到备用市场出清时采用的各时段市场需求。

2.4 交易申报

为提升市场主体参与交易灵活性，正备用市场对运行日分 5 个时段组织开展，服务供应商在竞价日可根据自身实际在 5 个时段中申报不同的容量和价格信息。若供应商未提交申报信息，则默认按各时段的最大可申报容量和上限价格申报。

为进一步调动市场主体参与的积极性，山西根据历史系统供需形势，对 5 个时段设置了 3 类不同的报价上限如表 1 所示。其中，为充分挖掘发电顶峰能力，保证高峰时段电力供应充足，晚高峰时段的市场申报价格范围放宽至 0~100 元/(MW·h)，有利于反映市场主体的真实意愿。

表 1 山西正备用市场各时段申报价格范围			
Table 1 Offer price range of Shanxi positive reserve market in each period			
序号	时段	时间范围	价格范围/(元/(MW·h))
1	低谷	00:00—06:00	0~10
2	平峰	06:00—12:00	0~15
3	低谷	12:00—16:00	0~10
4	晚高峰	16:00—21:00	0~100
5	平峰	21:00—24:00	0~15

2.5 交易组织

正备用市场以起步作为首要目标，与已有的市场在交易申报、交易时序等方面进行了较优的衔接，日前与现货电能量市场、调频辅助服务市场顺序出清、分别优化。正备用市场的信息披露、市场申报和结果发布等环节与日前现货市场、调频市场同步开展，3 个市场顺序组织、依次出清、分别定价、各自结算。

考虑备用市场后的山西日前市场组织顺序如图 2 所示。山西电力正备用市场以现货能量市场和正备用市场的总费用最低为目标确定机组组合后顺次出清备用和能量市场的半耦合出清协调模式，使得机组开机安排综合考虑系统的多元效益，市场高效运行。

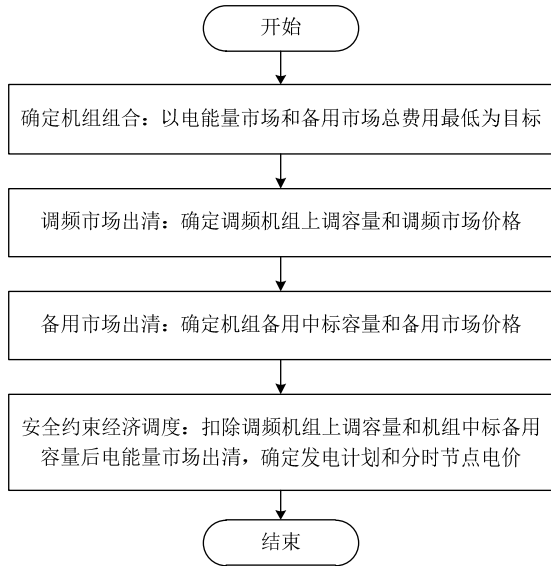


图2 山西日前市场组织框架

Fig. 2 Organizational framework of day-ahead market in Shanxi

2.5.1 安全约束机组组合

安全约束机组组合环节基于机组的运行、启动、最小稳定技术费用以及所有备用服务供应商的备用服务成本来建立模型中的目标函数如下：

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_g} [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U + C_{i,t}^{pmin}] + \sum_{t=1}^T [\sum_{i=1}^{N_g} C_{i,t}^{RS}(R_{i,t}) + \sum_{d=1}^{N_d} C_{d,t}^{RD}(R_{d,t})] + \sum_{l=1}^{N_l} M[X_l^+ + X_l^-] + \sum_{s=1}^{N_s} M[X_s^+ + X_s^-] \quad (2)$$

式中： T 表示所考虑的总时段数，目前为96； N_g 表示机组的总台数； $P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的中标出力； $C_{i,t}(P_{i,t})$ 为机组 i 在时段 t 的运行费用； $C_{i,t}^U$ 为机组 i 在时段 t 的启动成本； $C_{i,t}^{pmin}$ 表示机组 i 在时段 t 的最小稳定技术出力费用，在机组开机的时段纳入计算； $R_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的中标备用容量； $C_{i,t}^{RS}(R_{i,t})$ 表示机组 i 在时段 t 的备用供应成本； N_d 表示发电机组以外的备用服务供应商(如储能电站、虚拟电厂等)的总数目； $R_{d,t}$ 表示发电机组以外的备用服务供应商 d 在时段 t 的中标备用容量； $C_{d,t}^{RD}(R_{d,t})$ 表示发电机组以外的供应商 d 的备用成本； M 为用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子； N_l 为线路总数； X_l^+ 、 X_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量； N_s 为断面总数； X_s^+ 、 X_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

SCUC环节不仅需要考虑到电力现货市场常规的系统负荷平衡、机组最小连续开停时间、线路潮流等约束条件，还需要增加满足各时段备用市场需求

容量的约束。其中，机组出力上下限、机组爬坡约束必须引入市场主体中标备用容量的决策变量，以确保备用服务实际的可用性。

2.5.2 调频服务市场出清

调频辅助服务市场出清并确定5个时段的中标调频机组和调频市场价格。中标调频市场的机组，在对应的调频时段不再参与备用市场出清。事实上中标的调频容量已视为高质量的备用容量，备用市场需求是由电网安全最小正备用容量需求扣减调频需求后得到的。

2.5.3 正备用服务市场出清

正备用辅助服务市场采用日前组织、边际出清、容量补偿、日清月结的方式开展交易，各流程时间节点与日前现货市场保持一致。交易主要流程如图3所示。

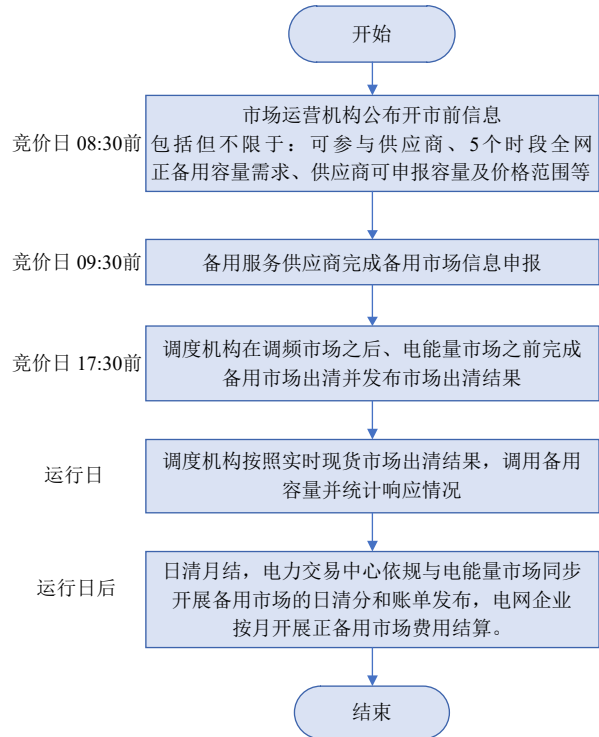


图3 山西备用市场交易组织流程

Fig. 3 Transaction organization process of reserve market in Shanxi

正备用辅助服务市场边际出清以经济最优为目标，即满足系统备用需求时总的备用成本最小，目标函数为

$$\min [\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_g} C_{i,t}^{RS}(R_{i,t}) + \sum_{t=1}^T \sum_{d=1}^{N_d} C_{d,t}^{RD}(R_{d,t})] \quad (3)$$

需要满足的约束条件如下：

1) 备用的可用性问题

调度机构下达调用备用指令后，确保机组能在规定的15min响应时间内增加出力，公式如下：

$$R_{i,t} \leq \min \{15 \cdot \Delta P_{i,t}^U, P_{i,t+1}^{\max} - P_{i,t}\} \quad (4)$$

式中： $\Delta P_{i,t}^U$ 表示机组的最大上爬坡速率； $P_{i,t}^{\max}$ 为机组*i*在时段*t*的最大出力上限。

2) 备用总中标量需要满足备用市场需求。

$$\sum_{i=1}^{N_g} R_{i,t} + \sum_{d=1}^{N_d} R_{d,t} = R_t^U \quad (5)$$

式中 R_t^U 代表系统备用容量需求。

3) 对每一备用服务供应商，都有其中标的备用容量不超过其申报量，也不能超过其运行上下限之差。

$$\begin{cases} R_{i,t} \leq R_{i,t}^{\text{offer}}, & \forall t \\ R_{d,t} \leq R_{d,t}^{\text{offer}}, & \forall t \end{cases} \quad (6)$$

式中 $R_{i,t}^{\text{offer}}$ 和 $R_{d,t}^{\text{offer}}$ 分别为供应商*i*和*d*在时段*t*的备用申报量。

2.5.4 安全约束经济调度

安全约束经济调度(security constrained economic dispatch, SCED)在预留调频机组调节容量和备用机组中标备用容量的基础上开展，确定各机组发电计划曲线和分时价格。SCED的目标函数如下：

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_g} C_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_l} M[X_t^+ + X_t^-] + \sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^{N_s} M[X_s^+ + X_s^-] \quad (7)$$

2.6 特殊情况处理方式

当备用市场供不应求时，出现某时段供应商申报备用容量之和，低于全网备用容量需求与该时段所有调频机组预留上调节容量之差时，缺额容量按照该时段供应商“最大可申报备用容量-已申报备用容量”的容量比例进行强制分配，以满足系统安全备用需求。在调频市场中申报且中标的机组不会受到强制分配。其中，机组的最大可申报备用容量是考虑机组爬坡速率、申报运行上限和下限等参数来确定的，可根据不等式(4)的右项计算得到。

2.7 结算与分摊

正备用市场实行日清月结，供应商可获得的正备用补偿包括两部分：备用中标容量补偿和富余发电容量补偿。按5个时段分别计算正备用供应商应得的备用中标容量补偿费用，为充分反映市场主体的意愿，基本备用中标容量费用根据供应商报价结算，强制分配部分的补偿费用根据*k*倍的该时段备用市场上限价格结算。除调频机组外的备用供应商可按每15min计算其富余发电容量补偿，依照该时段备用市场边际出清价格的0.1倍给予补偿，其中，富余发电容量指的是供应商所申报的运行上限扣

减去其参加各电力市场中标的容量后所剩余的容量。

具体结算公式如下：

1) 备用中标容量补偿费用。

$$F_{m,t} = C_{m,t}^1 X_{m,t}^{\text{offer}} T_t + k C_{m,t}^2 X_t^{\text{pmax}} T_t, \forall m \in M \quad (8)$$

式中： M 为所有备用供应商的集合，不区分资源类型； $F_{m,t}$ 为备用供应商*m*在*t*时段备用中标容量补偿费用； T_t 为*t*时段时长；以上标1、2来区分正常竞价中标和强制分配两种状态下的备用容量和结算价格， $C_{m,t}^1$ 为供应商*m*在*t*时段的申报中标容量，则 $X_{m,t}^{\text{offer}}$ 为对备用申报价格；当时段*t*存在强制分配时，*k*初期暂取0.5； $C_{m,t}^2$ 为供应商*m*在*t*时段的强制分配备用容量； X_t^{pmax} 为*t*时段的备用市场上限价格；当时段*t*不存在强制分配时， $C_{m,t}^2$ 为0MW。

2) 富余发电容量补偿费用。

$$F_{m,t}^{\text{re}} = (C_{m,\max} - C_{m,t}^1 - C_{m,t}^2 - C_{m,t}^{\text{rt}} - C_{m,t}^{\text{dap}} - C_{m,t}^{\text{sp}}) X_t \times 0.1 \times 1 / 4, \forall m \in M \quad (9)$$

式中： $F_{m,t}^{\text{re}}$ 为供应商*m*在*t*时段的富余发电容量补偿费用； $C_{m,\max}$ 为供应商*m*日前申报运行上限； $C_{m,t}^{\text{rt}}$ 为供应商*m*在*t*时段的省内实时现货市场中标容量； $C_{m,t}^{\text{dap}}$ 为供应商*m*在*t*时段的省间日前现货市场中标容量； $C_{m,t}^{\text{sp}}$ 为供应商*m*在*t*时段的省间实时现货市场中标量； X_t 为*t*时段正备用市场边际出清价格。

山西对富余发电容量补偿机制的设计，是与目前国内外备用服务市场结算机制的显著差异所在。山西正备用市场之所以适应性作此改进，是考虑到山西系统在面对新能源跨日大幅波动时调度部分机组为保电力供应安全而不能停机的情况，且在许多时段由于新能源大发，机组需要根据调度指令运行在较低出力点甚至长时间处于运行下限，而其备用中标容量有限，因此通过富余发电容量补偿机制对此部分机组为系统做出的贡献给予一定补偿，富有山西特色。

山西正备用市场月度总补偿费用的分摊原则充分考虑了备用服务所应对的系统成因，由发电企业(含火电和新能源)与批发市场电力用户各承担50%，其中个体按月度上网电量或用电量占各侧总电量的比例进行分摊。

$$X_{\text{gen}}^{\text{cost}} = X_{\text{user}}^{\text{cost}} = 50\% X_{\text{total}}^{\text{cost}} \quad (10)$$

$$X_i^{\text{cost}} = \frac{Q_i}{Q_{\text{gen}}} X_{\text{gen}}^{\text{cost}} \quad (11)$$

$$X_u^{\text{cost}} = \frac{Q_u}{Q_{\text{user}}} X_{\text{user}}^{\text{cost}} \quad (12)$$

式中： X_{total}^{cost} 为正备用市场月度总补偿费用； X_{gen}^{cost} 为发电侧(含火电和新能源)所承担的总补偿费用； X_{user}^{cost} 为批发市场电力用户所承担的总补偿费用； Q_i 为机组 i 的月度上网电量； Q_{gen} 为发电侧的总月度上网电量； X_i^{cost} 为机组 i 所分摊承担的补偿费用； Q_u 为批发用户 u 的月度用电量； Q_{user} 为用户侧的总月度用电量； X_u^{cost} 为批发用户 u 所分摊承担的补偿费用。

2.8 测试考核

由于大多备用服务的响应时间要求远慢于调频服务，难以类似调频服务采用基于调节里程的性能指标来衡量主体响应情况。因此，为保证备用容量的可调用性，采用以计划指令功率与实际功率差值的积分电量为基准计算的相关性能指标，并以该指标来对备用供应商响应情况开展常态化监测及不定期抽检。通过一系列监测抽检结果来对备用供应商执行考核，以避免供应商提供无效备用容量。

3 算例分析

3.1 算例设置

本文基于三机组的简单系统进行算例设计和分析，认为系统传输线路容量足够，不考虑线路阻塞。设定按编号顺序的 3 台常规火电机组的成本特性依次为高、中、低类型。3 台常规机组的成本及运行参数如表 2 所示，其中机组采用二次函数形式的真实发电成本系数参考 IEEE118 节点系统^[29]来设置。在系统层面上，负荷需求、新能源预测出力、正备用市场需求等相关算例设置根据山西某典型日的实际运行数据在保留原始数据的变化波动特性的基础上进行等比例缩减得到。

表 2 3 台机组成本及运行参数
Table 2 Cost and operating parameters of three units

机组	额定容量/ MW	最小出力/ MW	爬坡率/ (MW/min)	启动费用/ (元/次)	空载费用/ (元/h)	发电成本系数	
						a	b
G1	135	67	4.05	500000	2160	0.183	248.7
G2	300	150	9	1000000	3900	0.163	193.3
G3	350	175	3.5	1000000	4550	0.045	161.4

场景设置如下：

1) 场景 1。仅有电能市场。仅通过现货电能市场中的 SCUC 环节来确保开机机组容量能够满足负荷和运行备用需求，而不在市场中考虑机组提供备用服务的成本以及实际调用时机组供应合格备用的可行性。场景 1 参考该类市场规则构建相关仅有能量市场的出清及结算模型。

2) 场景 2。新机制——山西备用-电能量半耦

合市场。本场景参考第 2 节所述的山西规则设计，构建备用-电能量半耦合市场出清及结算模型。

为考虑市场主体报价的策略性，本文拟基于不动点型迭代算法原理设置动态的迭代求解流程如图 4 所示。

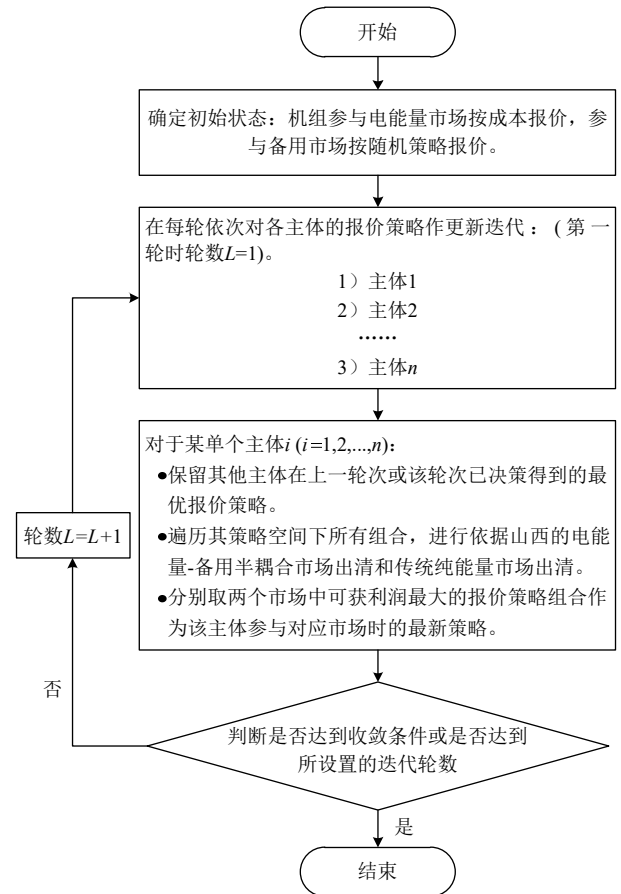


图 4 策略迭代更新流程图

Fig. 4 Policy iterative update process

由于市场主体的报价策略是连续的、无穷的，真实模拟市场主体的策略性报价过程易导致模型求解困难且计算效率低下，因此本文拟考虑主体的关键策略申报原则，对它们参与备用市场和电能量市场均事先设置有限个报价策略，形成策略空间。

对于场景 2 中的备用市场，算例对全时段的价格范围均设为 0~100 元/(MW·h)，每个机组均设有 6 种备用报价策略，除考虑主体申报价格上下限的 2 种极端报价策略外，其余 4 种备用报价均匀覆盖价格范围的不同区间但各主体互不相同。

对于场景 1 和 2 中的电能市场，三机组统一为 5 段阶梯报价，将机组额定容量与最小出力之间的可优化容量平均分配至各报价段，各段报价根据表 2 中机组发电成本系数 a 和 b 来构造其边际成本曲线进而计算得到。每个机组均设有 5 种电能量策略，其中 1 种为机组按成本报价，其余 4 种策略考虑机组自身成本间的倍数差异来设置不同的报价

倍数来保证机组间充分竞争。若机组过度策略报价,可能出现低成本机组抬价而难以中标的可能。其余4种电能量策略的报价倍数依次为1.03、1.3、1.6、1.8。

考虑市场主体的利润最大化需求,认为主体在市场交易时以利润最大为目标,即在仿真优化的所有时段中总是以市场总利润最大的方向来调整确定报价策略。在仿真步骤中,首先确定初始状态,认为机组在初次对于电能量按成本报价、对于备用则考虑一随机策略进行报价。

依次对各主体的报价策略做更新迭代。在每一迭代轮次中,保留其他主体在上一轮次或该轮次已决策得到的最优报价策略,仅对单一主体作策略更新,遍历策略空间下所有组合,进行所有报价组合下新机制的备用-电能量半耦合市场出清和传统机制的仅有能量市场出清并计算该主体的利润,随后取可获取利润最大的报价策略作为该主体最新的策略。当所有市场主体连续3轮次的报价策略均一致不发生任何变化或达到所设置的迭代轮数后,停止迭代。

3.2 计算结果

3.2.1 各场景机组报价策略

各市场场景最终动态得到的机组报价策略如表3所示。

机组编号	成本等级	场景 2 (山西备用-电能量半耦合市场)		
		场景 1 (仅有能量市场)		正备用
		电能量	电能量	
G1	高	2(低)	2(低)	6(100元/(MW·h))
G2	中	4(高)	4(高)	5(85元/(MW·h))
G3	低	5(中)	5(中)	5(90元/(MW·h))

由表3可发现,两个市场场景下机组主体在电能量市场的报价策略一致,说明备用市场的需求规模相对于电能量市场的负荷需求较小,对主体在电能量市场的竞价交易策略方面一般不会有明显的影响。换言之,在系统电力供应相对充裕,市场竞争充分的情况下,现有市场建设进程上增加正备用市场交易不会加剧主体策略性报价而带来行使市场力的监管难题。

具体于山西备用-电能量半耦合市场,场景2得到的动态收敛结果显示,此时主体在电能量市场和备用市场的报价策略整体呈现出接近于负相关的报价逻辑,即机组的电能量报价越低的机组,备用报价越高。

在市场主体采用负相关的报价逻辑下,备用-电能量半耦合市场和仅有能量市场两种场景所得到的各机组的能量市场中标情况将会趋同。当市场竞争充分,且市场主体有足够的报价意愿和能力时,这是比较自然的结果。备用-电能量半耦合顺次出清的模式需要主体对电能量、备用两个市场的报价相关性有较强的认知水平从而更好地进行竞价。

3.2.2 各场景市场绩效

各市场场景下的市场绩效如表4所示。

机组编号	总发电成本/10 ⁶ 元	发电侧利润/10 ⁵ 元
场景1(仅有能量市场)	2.5453	7.7122
场景2(山西备用-电能量市场)	2.5453	9.2550

从系统全局的角度看,由于主体最终采用的是负相关的报价逻辑,有利于宏观层面的资源配置优化,备用-电能量半耦合市场下的低成本机组没有优先被备用服务占用容量,总发电成本也因此没有额外的增加,得以与仅有能量市场场景的总发电成本保持一致。值得注意的是,该结果是在电力供应相对充裕的场景下得到的,相对理想。而当新能源出力缩减、电力供应紧张时,由于备用市场价格上限最高为100元/(MW·h)远小于省内现货市场的1500元/(MW·h),市场主体更偏向于在现货电能量市场中标而非备用市场。但此时尽管市场主体在备用市场报顶价,由于备用市场在供不应求下会执行强制分配,低成本的优质机组也会被备用服务占用一定容量,系统总发电成本上升。

备用市场的建设需要动态调整、持续完善。现设计的备用-电能量半耦合出清的市场模式虽不能达到理论上的最完美状态,但这是为了满足市场各方诉求、当前可实施的方案。同时,由于目前的方案设计中SCUC环节已实现联合考虑电能量市场和正备用市场的总费用最低,因此半耦合出清的市场模式可为后期市场不断深入建设发展而转入备用-电能量联合出清模式奠定基础。

4 运行实践分析

山西正备用辅助服务市场已于11月15日启动模拟试运行。市场主体可在调度技术支持系统上申报正备用市场的量价信息,技术支持系统可结合现有市场的运行边界条件及各市场主体的申报信息进行正备用市场的模拟出清。

在进入结算试运行之前,必须充分分析现有阶

段的市場結構、市場主體的報價行為以及市場績效，為後期正備用市場開展結算試運行提供參考。本文選取了11月15日至24日(不包含21日)的共9天數據進行具體分析如下。

4.1 市場結構

4.1.1 正備用市場需求

模擬試運行期間考慮扣減調頻需求後不同時段的正備用需求如圖5所示。正備用市場需求最大值为4812.51MW，发生在11月16日的低谷时段(00:15—06:00)；最小值为1198.23MW，发生在11月19日的平峰时段(06:15—12:00)。在同一运行日内不同时段的正备用市场需求上下波动范围在200MW以内，相对平稳。而即便处于同一季节，不同运行日之间的正备用需求也由于晚高峰时段新能源日前最大预测出力的不同而存在明显差异，所以正备用市场的建设有利于在复杂多样的运行场景下将系统为保安全用电所付出的隐形成本合理量化。

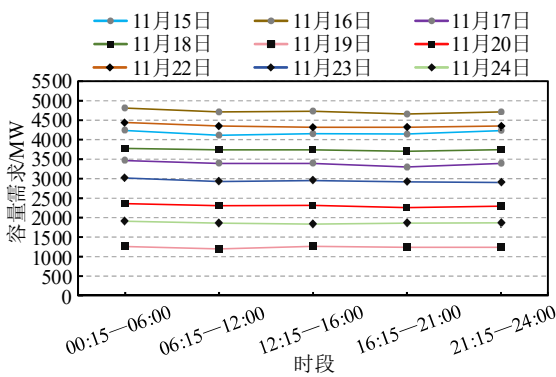


图5 各时段山西正备用市场需求

Fig. 5 Demand of Shanxi reserve market in each period

4.1.2 正备用市场供需形势

对不同运行日中各时段正备用市场供给容量和需求作差，若求得差额为正，说明此时正备用市场供需形势为供大于求；若差额为负，说明此时市场供不应求，需要执行额外的强制分配，结果如图6所示。

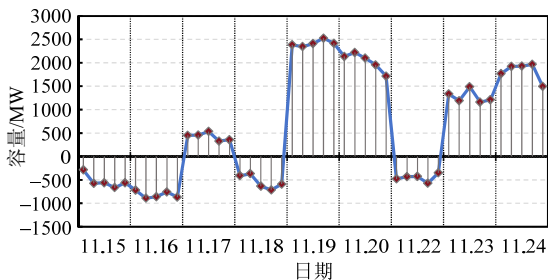


图6 不同运行日中各时段正备用市场供给与需求的差额

Fig. 6 Difference between supply and demand of Shanxi reserve market in each period of different operation days

在所统计的9天数据里，5天差额为正，市场的正备用供应充足，其余4天差额为负，最大供应缺口出现在11月16日的平峰时段06:15—12:00，差值为891.06MW。值得注意的是，对于现有统计的时间尺度而言，市场供给与需求间差额为负的情况出现次数较高，即使可能存在季节因素的影响，也足以说明市场设计中对于供不应求的特殊情况处理方式的必要性。

由图7可知所统计的不同运行日中正备用市场供给容量和火电开机机组数。其中，市场供给正备用容量为市场机组主动申报和缺省申报的总容量，约在3000至4500MW的区间内。即便某些运行时段市场供给容量小于备用市场需求，扣减中标提供调频服务的机组后可响应正备用的火电机组数目保持在85~100台的范围内，即还有充足的机组容量可作强制分配。因此，即使新能源跨日大幅波动，由于机组组合环节对正备用服务的充分考虑，山西系统对正备用服务的供给能力仍能保持相对充裕稳定。此外，由于市场初期各时段的正备用市场需求暂均按晚高峰时段需求确定，同一运行日内的供需形势相对一致，均为供大于求或供不应求。当某运行日呈现供不应求的形势时，易导致全日各时段均有机组受到按比例强制分配，此时部分开机的低成本大容量机组始终受到强制分配正备用的容量占用。因此，未来在正备用市场发展阶段，应当精细化各时段的需求以更好地避免部分时段表面“供不应求”的保守现象，还可在现有出于公平性考虑的比例分配基础上进一步优化强制分配的原则以协调机组容量在正备用和电能量两类电力服务的决策配置。

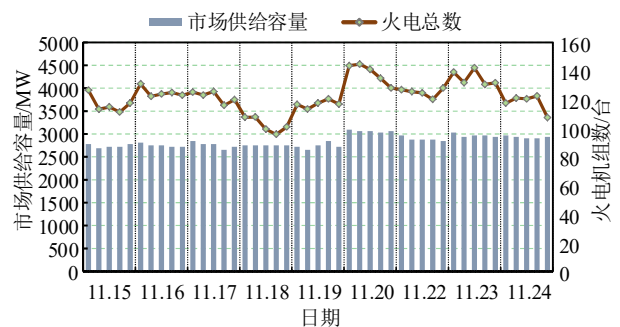


图7 不同运行日中各时段正备用市场供给容量和火电开机机组数

Fig. 7 Supply capacity of the reserve market and the number of thermal power units in each period of different operating days

4.2 市场行为

市场主体的报价行为将受到其资源类型、装机规模等因素影响而不相同，本文拟从主体主动申报

占比、报价分布、报量分布等角度进行分析。

4.2.1 主体主动申报占比

由于山西正备用市场目前仅处于模拟试运行阶段,未实际结算而对主体利益产生直接影响。本文拟通过计算市场主体的主动申报占比来分析主体参与市场交易提供正备用服务的积极性。目前符合资格提供正备用服务的主体均为火电机组,所以主动申报占比是指主动在系统申报量价信息的机组数目占具有供应资格的火电机组开机数的比例。所统计的运行日数据中主体的平均主动申报占比为58.6%,总体参与积极性较高。

不同运行日中各时段主动申报占比数值如图8所示,最高可达70.5%。主动申报占比低于50%的时段均出现在11月19日和20日,结合新能源日前预测出力和系统负荷需求分析可知,这两日新能源出力相对其他运行日较低,正备用市场需求也随之减小,而负荷需求相对一致,因此火电机组更偏向在电能量市场中交易中标以获取更高额的收益,主动申报正备用市场的机组数目自然下降。换言之,虽然19、20两日的主动申报占比较低,但同时正备用市场需求也不高,没有造成备用供应紧张的局面。

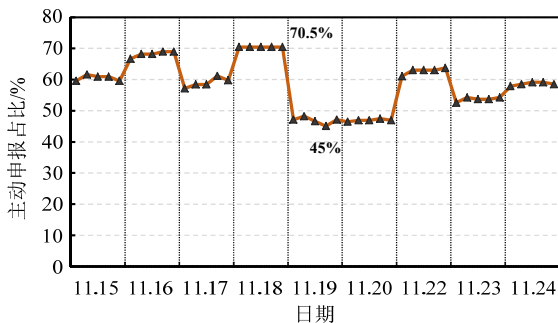


图8 不同运行日中各时段主动申报占比

Fig. 8 Active declaration rate of each period in different operation days

4.2.2 主体报价分布

市场主体处于市场模拟试运行期间将不断地进行报价操作以培育备用市场交易意识,分析市场报价策略,获取相关经验。对主体报价情况进行分析,可为后期在正备用市场的结算试运行和正式运行阶段对主体行为预测监管提供参考。

对9天的机组备用报价数据统计分析,可发现绝大多数机组在不同运行日中的各时段都申报备用市场上限价格,因而能够满足市场需求的边际出清价格也均为市场上限价格。一方面,这是因为在顺次出清的正备用市场推行初期,备用市场上限价格较低且备用需求规模量级本身较电能量少得多,

机组偏向于在能量市场中标,因而主体申报备用高价乃至顶价,正备用市场竞争性大大减弱。另一方面,由于在模拟试运行阶段未实际结算正备用市场,部分市场主体没有足够的利益驱动力在正备用市场作策略性申报。因此,为提升发电企业在正备用市场的参与度,需加大力度对电力资源企业进行市场规则的相关宣传解读培训工作,以助培育成熟的市场主体。并且在正备用市场的下一发展阶段还需完善市场价格形成机制,对资源主体提供备用服务的机会成本加以分析,以更合理有力地制定市场价格上限。

4.2.3 主体报量分布

本文以11月16日和17日两个供需形势不同的运行日高峰时段作为典型,分析机组主动申报备用容量占其最大可申报备用容量的比例,具体分布如图9所示。在主动申报时,将近一半的机组主体直接提交其最大可申报备用容量,乐于提供备用服务,对正备用市场持积极看好态度。

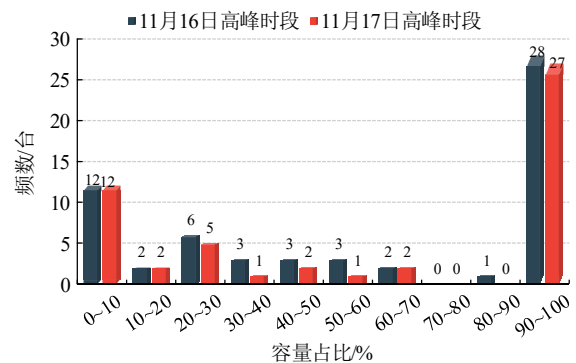


图9 机组主动申报备用容量占比分布

Fig. 9 Distribution of the proportion of active declaration reserve capacity

4.3 供应商收益情况

本文对所统计的9个运行日获得正备用总补偿排名前十的机组梳理见图10,最高可达169.41万元,正备用市场为资源主体提供新的有效盈利渠道。结合现货电能量市场的机组类型,可知排名前十的所有机组在绝大多数时段内为必开机组,仅在个别运行日的少数时段为可组合优化机组。不细分主体是主动或缺省申报,这些机组几乎在所有运行时段提交其最大可申报备用容量,从量的角度而言它们获得的总正备用补偿费用排序靠前完全合理。

正备用市场的建设初衷旨在发现备用调节价值,补偿发挥潜在备用保障作用的资源主体,必开机组就是其中之一。在新能源极端出力及保供电等运行场景下,电力系统不得不让多台机组处于必须开机的状态。对于低成本的必开机组而言,其运行

总成本可通过现货电能量市场的结算得到有效回收且获取一定收益。对于相对高成本的必开机组而言，其中标运行出力不会太高乃至处在申报运行下限，此外电能量市场出清价格存在低于其市场报价的可能，因此对于该部分必开机组，正备用市场的建设可以有效提高资源主体的合理收益，有助于其成本回收。如果没有正备用市场且目前市场外的补偿政策尚未成熟，那么机组则会倾向策略性抬高已有市场的报价以获取更多收益，扭曲市场的价格信号，不利于保证市场的效率和监管效力。

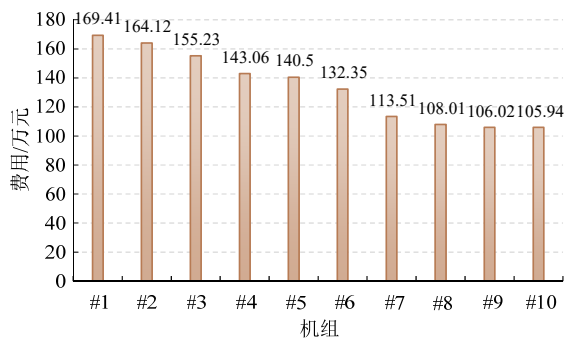


图 10 正备用补偿费用排名前十的机组

Fig. 10 Top ten units of positive reserve compensation income

5 结论与展望

本文所提出的备用辅助服务市场机制相关设计能够与山西电网和市场的特点相适应，并已在 2023 年 11 月应用实践。山西成功启动国内首个省级正备用辅助服务市场，其作用如下：

1) 为符合要求的资源主体提供新的盈利渠道，提高资源主体的合理收益，通过市场竞争分配系统所需的正备用容量需求，正备用市场出清价格帮助发现备用调节价值，中标容量补偿费用及富余发电容量补偿费用有利于给予提供备用的资源主体以充分的补偿。

2) 提升系统调节能力，保障电网安全运行。备用辅助服务市场化的建设有效引导各类型资源主动开展相关技术及设备改造或以多样化的商业模式与储能等灵活资源合作，通过提升主体的调节能力来增加市场收益，激励技术与商业模式创新发展的同时也提高电网的灵活调节能力和运行水平。

3) 提高系统整体调节效率，市场化手段有助于实现调节资源优化配置，坚定市场化改革方向。

山西借鉴国内外备用辅助服务市场运营实践，率先启动正备用市场的试运行，是电力辅助服务市场建设的一大领先探索与实践，可以为我国其他地区电力市场的备用辅助服务市场建设提供参考。

参考文献

- [1] 国家能源局. 国家能源局组织召开 2023 年 2 月份全国可再生能源开发建设形势分析会[EB/OL]. (2023-02-20)[2024-03-01]. http://www.nea.gov.cn/2023-02/20/c_1310698646.htm.
- [2] 山西省发展和改革委员会, 山西省能源局. 山西省发展和改革委员会 山西省能源局 关于印发《山西省可再生能源发展“十四五”规划》的通知[EB/OL]. (2022-09-23)[2024-03-01]. https://nyj.shanxi.gov.cn/zfxxgk/fdzdgknr/ghjh/202302/t20230201_7903550.html.
- [3] 谢开, 刘敦楠, 李竹, 等. 适应新型电力系统的多维协同电力市场体系[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(4): 2-12.
XIE Kai, LIU Dunnan, LI Zhu, et al. Multi-dimensional collaborative electricity market system for new power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(4): 2-12(in Chinese).
- [4] 石剑涛, 郭焯, 孙宏斌, 等. 备用市场机制研究与实践综述[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(1): 123-134.
SHI Jiantao, GUO Ye, SUN Hongbin, et al. Review of research and practice on reserve market[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(1): 123-134(in Chinese).
- [5] 何永秀, 陈倩, 费云志, 等. 国外典型辅助服务市场产品研究及对中国的启示[J]. 电网技术, 2018, 42(9): 2915-2922.
HE Yongxiu, CHEN Qian, FEI Yunzhi, et al. Typical foreign ancillary service market products and enlightenment to China[J]. Power System Technology, 2018, 42(9): 2915-2922(in Chinese).
- [6] PJM. Energy and ancillary services market operations [EB/OL]. (2024-02-22)[2024-03-01]. <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>.
- [7] California ISO. ISO tariff[EB/OL]. (2024-01-01)[2024-03-01]. <https://www.caiso.com/Documents/Conformed-Tariff-as-of-Jan1-2024.pdf#search=Conformed%20Tariff>.
- [8] ERCOT. Nodal operating guide[EB/OL]. [2024-03-01]. <https://www.ercot.com/mktrules/guides/noperating/current>.
- [9] ERCOT. Methodology for determining minimum ancillary service requirements[EB/OL]. (2023-12-20)[2024-03-01]. <https://www.ercot.com/mktinfo/dam>.
- [10] 贺宜恒, 周明, 武昭原, 等. 国外典型电力平衡市场的运作模式及其对中国的启示[J]. 电网技术, 2018, 42(11): 3520-3528.
HE Yiheng, ZHOU Ming, WU Zhaoyuan, et al. Study on operation mechanism of foreign representative balancing markets and its enlightenment for China[J]. Power System Technology, 2018, 42(11): 3520-3528(in Chinese).
- [11] 朱继忠, 叶秋子, 邹金, 等. 英国电力辅助服务市场短期运行备用服务机制及启示[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(17): 1-8, 86.
ZHU Jizhong, YE Qiuzi, ZOU Jin, et al. Short-term operation service mechanism of ancillary service in the UK electricity market and its enlightenment[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(17): 1-8, 86(in Chinese).
- [12] 国家能源局华东监管局. 关于将《华东电网备用辅助服务市场运营规则(试行)》转入正式运行的公告[EB/OL]. (2023-12-13)[2024-03-01]. https://hdj.nea.gov.cn/dtyw/tzgg/202402/t20240209_247780.html.
- [13] 国家能源局南方监管局. 关于组织开展南方区域跨省电力备用辅助服务市场模拟试运行的通知[EB/OL]. (2022-04-13)[2024-03-01]. https://nfj.nea.gov.cn/xxgk/fdzdgknr/scjg/202402/t20240208_240243.html.
- [14] 国家能源局西北监管局. 国家能源局西北监管局关于印发《西北区域备用辅助服务市场运营规则》的通知[EB/OL]. (2023-05-18)[2024-03-01]. https://xbj.nea.gov.cn/dtyw/tzgg/202310/t20231013_147606.html.
- [15] 胡宏, 陈新仪, 王利峰, 等. 面向新型电力系统的华东电网运行备用体系构建方法[J]. 上海交通大学学报, 2021, 55(12):

- 1640-1649.
HU Hong, CHEN Xinyi, WANG Lifeng, et al. Construction method of an operating reserve system for East China power grid oriented to new power systems[J]. Journal of Shanghai Jiao Tong University, 2021, 55(12): 1640-1649(in Chinese).
- [16] 张乔榆, 张兰, 肖云鹏, 等. 南方(以广东起步)电力备用市场设计[J]. 中国电力, 2020, 53(9): 28-37.
ZHANG Qiaoyu, ZHANG Lan, XIAO Yunpeng, et al. Design of South China (Starting from Guangdong Province) power reserve market[J]. Electric Power, 2020, 53(9): 28-37(in Chinese).
- [17] 周华锋, 胡亚平, 聂涌泉, 等. 区域互联电网电能与备用辅助服务联合优化模型研究[J]. 电网技术, 2020, 44(3): 991-1000.
ZHOU Huaifeng, HU Yaping, NIE Yongquan, et al. Co-optimization model of energy and reserve auxiliary service for regional interconnected power grid[J]. Power System Technology, 2020, 44(3): 991-1000(in Chinese).
- [18] 卓映君, 管霖, 陈亦平, 等. 基于精细化备用需求评估和跨省区备用均衡的大电网优化调度模型[J]. 电网技术, 2021, 45(4): 1438-1445.
ZHUO Yingjun, GUAN Lin, CHEN Yiping, et al. Optimal scheduling model of large power grid based on refined reserve demand estimation and cross-regional reserve balance[J]. Power System Technology, 2021, 45(4): 1438-1445(in Chinese).
- [19] 苏宜靖, 吴华华, 徐立中, 等. 面向新型电力系统的第三方独立主体辅助服务市场探索与实践[J]. 浙江电力, 2022, 41(8): 25-30.
SU Yijing, WU Huahua, XU Lizhong, et al. Exploration and practice of the third-party independent entity auxiliary service market for new power system[J]. Zhejiang Electric Power, 2022, 41(8): 25-30(in Chinese).
- [20] 国家能源局山西监管办公室. 山西能源监管办关于印发《山西正备用辅助服务市场交易实施细则(试行)》的通知[EB/OL]. (2023-09-14)[2024-03-01]. https://sxb.nea.gov.cn/xxgk/zcjd/202401/t20240119_227431.html.
- [21] 王小昂, 邹鹏, 任远, 等. 山西电力现货市场中长期与现货衔接问题及对策[J]. 电网技术, 2022, 46(1): 20-27.
WANG Xiaoang, ZOU Peng, REN Yuan, et al. Problems and solutions of medium & long-term trading connected with electricity spot market in Shanxi Province[J]. Power System Technology, 2022, 46(1): 20-27(in Chinese).
- [22] 丁强, 任远, 胡晓静, 等. 山西电力现货与深度调峰市场联合优化机制设计与实践[J]. 电网技术, 2021, 45(6): 2219-2227.
DING Qiang, REN Yuan, HU Xiaojing, et al. Design and practice of joint optimization mechanism for spot market and deep peak shaving regulation market of Shanxi in China[J]. Power System Technology, 2021, 45(6): 2219-2227(in Chinese).
- [23] 邹鹏, 丁强, 任远, 等. 山西省融合调峰辅助服务的电力现货市场建设路径演化探析[J]. 电网技术, 2022, 46(4): 1279-1288.
ZOU Peng, DING Qiang, REN Yuan, et al. Analysis on construction path evolution of electricity spot market integrating load and renewables following ancillary services in Shanxi province[J]. Power System Technology, 2022, 46(4): 1279-1286(in Chinese).
- [24] 中华人民共和国中央人民政府. 山西电力现货市场正式运行[EB/OL]. (2023-12-23)[2024-03-01]. https://www.gov.cn/lianbo/difang/202312/content_6922074.htm.
- [25] 刘永奇, 邹鹏, 燕争上, 等. 山西电力调频市场机制设计与运营实践[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(16): 175-182.
LIU Yongqi, ZOU Peng, YAN Zhengshang, et al. Mechanism design and operation practice of Shanxi power frequency regulation market in China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(16): 175-182(in Chinese).
- [26] 李增辉, 于钊, 孙大雁, 等. 新能源预测纳入备用对平衡和消纳的影响研究[J]. 电网技术, 2024, 48(4): 1393-1402.
LI Zenghui, YU Zhao, SUN Dayan, et al. Research on influences to power balance & new energy consumption of taken-into-account proportion of new energy's predicted output in day-ahead power reserve[J]. Power System Technology, 2024, 48(4): 1393-1402(in Chinese).
- [27] GONZÁLEZ P, VILLAR J, DÍAZ C A, et al. Joint energy and reserve markets: current implementations and modeling trends[J]. Electric Power Systems Research, 2014, 109: 101-111.
- [28] 国家市场监督管理总局, 国家标准化管理委员会. 电力系统技术导则: GB/T 38969—2020[S]. 北京: 中国标准出版社, 2020.
- [29] IIT. Index of data[EB/OL]. [2024-03-01]. http://motor.ece.iit.edu/data/JEAS_IEEE118.doc.



邹鹏

在线出版日期: 2024-05-08。

收稿日期: 2023-12-29。

作者简介:

邹鹏(1988), 男, 博士, 高级工程师, 研究方向为电力市场, E-mail: zoupeng@sx.sgcc.com.cn;
荆朝霞(1975), 女, 通信作者, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力市场、综合能源建模与优化等, E-mail: zxjing@scut.edu.cn。

(责任编辑 王金芝)