



新型电力系统下储能参与电力调峰调频 辅助市场的竞标策略

郁海彬, 董帅, 陆增洁, 周毅, 文光磊, 张宇, 高亦凌, 李雪妍

(国网上海市电力公司市北供电公司, 上海 200070)

摘要: 能源绿色低碳转型下, 电力系统调峰调频缺口日益增大, 储能凭借灵活爬坡和双向调节特性, 可作为独立主体或虚拟电厂 (virtual power plant, VPP) 内部成员参与协调解决调峰调频及新能源消纳问题。分析了国内外储能参与电力市场概况, 建立 VPP 聚合多分布式能源 (distributed energy resource, DER) 的调峰竞标模型及整体效益最大的调峰竞标策略; 在以发电、调频成本最小化为目标的电能量和调频市场联合出清模型基础上, 引入效率因子体现快速调频资源的优势。算例验证了 VPP 竞标策略下储能分配的收益优于独立运营模式; 传统和快速调频交易品种参与日前市场设计的火-储联合出清模型较顺次出清模式具备更高的社会效益, 引入效率因子能提升优质调频资源参与市场的积极性和节约电网总调频成本的目的。

关键词: 灵活爬坡; 双向调节; 调峰竞标策略; 效率因子

DOI: 10.11930/j.issn.1004-9649.202301059

0 引言

储能凭借其灵活爬坡、快速启停及双向功率调节特性, 在源、网、荷侧分别具有存储超发电量、平抑出力波动、缓解调峰压力、提升电能质量、错峰用电节约电费和充当后备电源等功能, 可作为灵活性调峰调频资源有效解决高比例新能源接入系统带来的电网调峰能力不足、系统惯量下降、频率鲁棒性下降等问题^[1]。电改背景下, 储能迅速响应的物理特性决定其参与源-网-荷-市场侧价值分析、交易机制方面的研究很有必要。国际上, 美国 841 法案下各独立运营商在能量、辅助服务、容量市场等方面探索适应储能参与特性的机制, 2016 年开始, 加州独立系统运营商 (CAISO) 在实时市场引入了一种新的辅助服务产品“灵活爬坡产品”以应对新能源发电出力的不确定性。PJM 辅助服务市场主要包含调频、备用、黑启动、无功电压控制和不平衡电量 5 个品种, 市场运营的辅助产品主要有调频、初级备用、黑启动, 其中调频与初级备用 (包含同步备

用和非同步备用) 采用集中式市场化交易, 与电能量市场联合优化运行。澳大利亚调频市场采取申报充电和放电报价, 依靠尖峰电价套利。英国市场在双边交易比重占比攀升的情况下设立平衡机制来提升系统调度效率, 且系统运营商接受所有市场参与者的报价及投标来实现实时平衡, 市场允许储能作为独立主体参与并适当降低装机准入门槛, 保证储能参与市场的资格、方式和价格机制。中国现行的辅助服务品种划分依据主要为 2021 年修订的《电力辅助服务管理办法》, 且储能参与辅助服务市场存在大多数地区市场主体地位不明确、容量准入受限制、调频收益下限过低、调频容量价值体现难等不足。适时降低准入门槛使分布式小容量储能参与提供调频服务, 设计两部制价格机制价值以反映储能调频的容量价值并保障储能调频最低收益^[2-4], 引入新型储能提升系统调节能力, 明确新型储能的定位、成本分摊和价格机制, 有助于引导其健康、有序、高效发展^[5]。截至 2022 年底, 中国电力辅助服务实现了 6 大区域、33 个省区电网的全覆盖, 基本形成统一的辅助服务规则体系。通过辅助服务市场化机制, 2022 年全国共挖掘全系统调节能力超过 9 000 万 kW, 年均促进清洁能源增发发电量超过 1 000 亿 kW·h; 煤电企业因为辅助服务获得补偿

收稿日期: 2023-01-31; **修回日期:** 2023-07-31。

基金项目: 国网上海市电力公司科技项目 (SGTYHT/21-JS-223)。

收益约 320 亿元。交易品种方面，除传统调频、调峰市场外，山西增加一次调频辅助服务市场，华北、西北分别建设了调峰容量市场、备用市场等。参与主体方面，除常规电源外，18 个网省公司推动储能、虚拟电厂（virtual power plant, VPP）等新型市场主体。山东独立电储能参与现货市场提出以自调度模式参与的运行机制，促进新能源消纳及提升电力保供能力^[6]。山西和广东两省调频市场以性能和报价两方面因素来确定调频资源，并按实际调频贡献和效果支付补偿费用^[7-8]。其中广东调频市场交易频次为每小时出清一次，山西允许机组按高峰、低谷以及新能源大发等 5 个时段进行申报并出清，两省的调频市场与电能量市场分开独立运行。文献 [9] 建立系统总收益最大目标联合优化模型及策略，削减电负荷来降低尖峰时段有功，调动需求响应资源参与市场；文献 [10] 制定储能在中长期合约转让交易中的参与原则，从技术、经济、政策 3 个方面分析了储能参与合约转让交易的可行性。文献 [11] 提出风险规避的新能源和储能协同参与市场的运行模型，申报策略具有更高的综合效益；文献 [12] 提出储能资源作为独立市场主体提供调频服务构建了上层以储能电站收益最大化目标的报价策略，下层实现电能量市场和调频辅助服务市场的联合出清的双层交易决策模型，策略性报价在市场中可获得更高效益。文献 [13-14] 建立了分布式储能聚合商以竞价形式参与电网调峰调度的优化模型，按阶梯报价策略参与竞价；从而减少电网调峰调度成本及达到削峰填谷效果。据文献 [15-17] 统计，储能资源的爬坡速率约为燃煤机组的 53 倍、燃气轮机的 4.9 倍、水电机组的 3.1 倍，因此，储能资源能够快速、精确地在秒级时间内响应调频信号。

本文根据国内外储能参与市场的研究现状及调研美国、澳大利亚、英国和广东的业界实践；调峰市场中，储能作为 VPP 内部成员参与电力市场和建立电能量和调频市场的联合出清模型，以发电和调频成本最小化为目标的调峰竞标策略，能够提高 VPP 整体和内部各成员的经济性。调频市场中，采用传统和快速调频交易品种，分别由火-储资源参与竞价，建立火-储系统总发电成本和调频成本最小，适应储能参与的电能量和调频

交易品种联合优化出清的模型；在此基础上，设置多个优质调频资源个体，并引入效率因子参与日调频辅助服务市场，鼓励市场积极引入储能类优质调频资源来优化配置系统中的调频资源。储能调频的收益取决于市场对调频辅助服务的结算机制，所以合理设计储能参与调频辅助服务的市场机制具有重要的意义。

1 交易策略

1.1 调峰市场

本文仅考虑储能作为 VPP 内部成员参与电力市场，完成市场信息的获取、竞标计划等工作以获取最大收益，对内与各成员协调互动来保证各成员的经济效益^[18]，功能如下。

1) 提升对风、光出力消纳。

确定储能资源在调峰市场和电能量市场的竞标电量，从而确定 VPP 在 2 个市场的竞标计划。竞标决策流程为：风、光向 VPP 申报期日前出力预测并根据日前出力预测制定发电计划来实现风、光的全额消纳，保证 VPP 经济效益最优。

2) 对储能的运行补偿。

储能在电能量市场可以实现负荷转移来降低购电成本，通过充电提供填谷调峰服务、放电提供削峰调峰服务，从而参与调峰市场获得补偿。竞标决策流程为：VPP 根据市场和内部成员信息，制定储能的充放电计划和运行补偿价格，储能参与调峰市场时，VPP 给予储能一定的调峰补偿价格，根据调峰竞标电量获得相应的调峰收益。

3) VPP 利益分配。

将电能量和调峰市场的收益进行分配。VPP 获得电能量市场收益后，向内部电源风、光及可控分布式电源（controllable distribution generation, CDG）分配售电收益；向储能和柔性负荷付出补偿；VPP 获得调峰市场收益后，向储能和柔性负荷分配调峰收益，VPP 利益分配如图 1 所示。

1.2 调频市场

梳理国内部分省份的调频辅助服务市场规则对比如表 1 所示。

1.2.1 储能参与自动发电控制（automatic generation control, AGC）调频

传统一、二次调频受机组爬坡速率的影响，

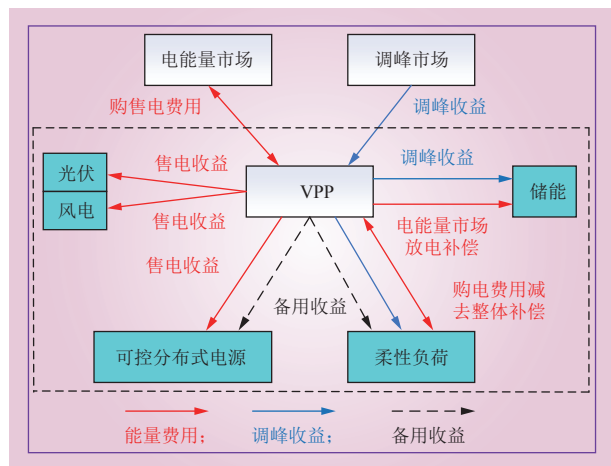


图 1 VPP 利益分配

Fig. 1 VPP benefit distribution

表 1 调频市场规则对比

Table 1 Comparison of frequency modulation market rules

省份	申报/限制信息	确定需求	交易组织/结算价格/周期	费用补偿及分摊
江苏	市场主体调频里程申报价格上限12元/MW	调度发布次日至下一出清日前调频需求	按周组织报价、日前预出清日内调用方式；按日统计，按月结算	两部制补偿；获得调用机组，根据调频里程、性能及里程单价计算补偿费用，根据调频性能/容量及投运率计算基本补偿费用
广东	发电单元申报调频容量有范围约束	每日组织交易前向市场主体发布调频容量需求	集中竞价、边出清、日前报价、日内出清；月清月结	两部制补偿；容量补偿按照上一自然月日前市场平均节点电价减去各自核定成本后结算，里程补偿同上
福建	里程报价上限12元/MW	根据负荷、新能源出力、电网运行状态计算次日调频需求	日前报价、实时出清、按边际价格结算/日清月结	两部制补偿；里程补偿按定额补偿，里程补偿按边际价格结算，由直调或许可机组按上网电费比例分摊
山西	可用调频容量和报价12~20元/MW	该日电力系统总容量25%	集中竞价、边出清、统一价格，按边际价格结算/日清月结	一部制补偿；事后的调节深度、性能指标、当日调频市场出清边际价格，由所有发电企业按实际上网电费分摊
山东	—	由电网运行情况定次日AGC容量	当日调用的最后一台AGC机组日前报价；按日统计、月结算	一部制补偿；调节量、性能指标、出清价格；火电/风电/光伏/核电和跨省区联络线按发电量和受电量比例分配

无法适应新能源大规模并网装机容量，储能凭借响应迅速优势可以有效地改善这一问题，储能联合火电机组响应 AGC 指令调频原理如图 2 所示。

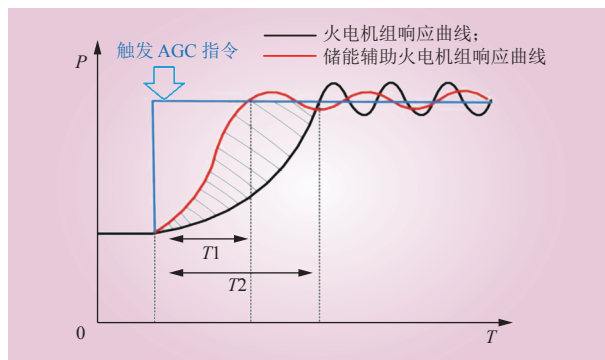


图 2 储能联合火电机组调频原理

Fig. 2 Frequency modulation principle of energy storage combined thermal power unit

1.2.2 调频市场组织流程

市场组织流程如图 3 所示，市场主体提交调频容量和里程报价，并综合考虑调频性能及效率因子对出清价格进行调整，设置的效率因子不会影响资源报价，而是通过效用容量的概念进一步衡量资源调频容量的差异，达到减少参与调频资源容量的目的，相当于性能好的资源承担更多的调频任务，降低市场的边际价格和系统的总调频成本。根据日调频容量需求分别计算出每个时段下各资源的效率因子，如表 2 所示，将实际的物理容量换算成调频资源的效用容量，以此作为容量的出清依据。当效率因子大小取值为 0 时代表资源在某时段不参与调频辅助服务市场，效率因子可将快速和传统调频资源的调频性能具体量化，市场内调频资源之间的性能差异越大则效率因子的作用越明显。

以广东省电力市场为例，运营机构采用日前

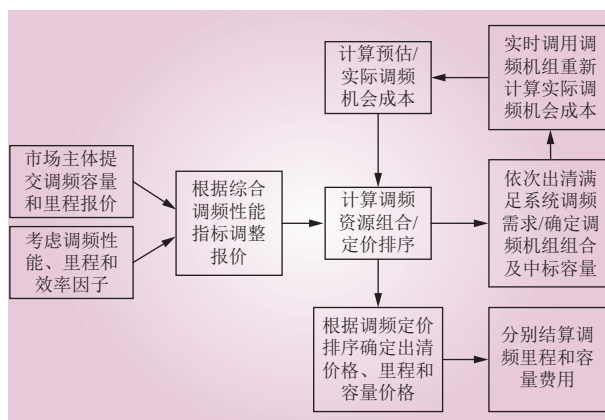


图 3 调频市场组织流程

Fig. 3 Process of frequency modulation market organization

表 2 调频资源效率因子
Table 2 Resource efficiency factors of frequency modulation

调频资源	上调频效率因子	下调频效率因子	调频资源	上调频效率因子	下调频效率因子
抽水蓄能1	1.42	1.56	火电1	0.80	1.03
抽水蓄能2	0.00	0.00	火电2	1.01	1.12
储能1	2.32	2.52	火电3	0.00	0.00
储能2	2.28	2.54	火电4	0.72	0.50
储能3	2.36	2.54	火电5	0.95	1.06
储能4	2.32	2.54	火电6	1.40	1.20
水电1	1.50	1.44	水电2	1.43	1.71
水电3	1.41	1.73	水电4	1.42	1.59

集中竞价和预安排、日内统一出清的模式组织调频市场交易，包括发布调频市场信息、机组里程报价、日前预出清、日内正式出清^[19-25]，交易流程如图 4 所示。具体到时段为：1) 10:00 前，发布次日 24 小时各时段调频控制区的调频容量需求和调频资源分布区的调频容量需求及里程报价等信息；2) 10:00—12:00，对次日 24 时段里程报价；3) 12:30，预出清形成次日发电计划的边界条件，电力调度机构编制次日发电计划时为各时段预出清中标的发电单元预留调频容量；4) 实际运行时段起始时间点 30 min 前，根据调频补偿政策，结合正式出清边际价格，计算相应的补偿费用。



图 4 广东调频市场交易流程
Fig. 4 Guangdong frequency modulation market trading process

浙江调频市场在调频市场机制设计时，除了考虑报价因素外，也将调频性能指标纳入调频资源的选取标准中来激励市场主体。调频资源集中出清阶段，可根据调频资源的历史调频表现（历史综合调频性能指标）结合其申报价格进行排序；实际调用后，性能指标应根据其实际表现进行实时测算更新，并以此为依据进行补偿。

1.2.3 交易品种设计

本文选取火电机组为传统调频资源，具有响应幅度大、延续时间长特性；选取储能为快速调

频资源，包括抽水蓄能、水电等，具有响应变化幅度小、周期短、快速响应特性。将 2 个交易品种面向调频资源开放，实现以下优势。1) 减少机组频繁调节出力造成的寿命损失，储能快速响应调频信号，解决调频电量不足问题。2) 较佳的调频交易品种能以较小调频成本实现最佳的调频效果。3) 引入效率因子后系统调频容量需求减少，提升调频效率，出清价格有明显下降，且退出调频辅助市场的资源还可运用在其他市场，实现资源节约。

2 竞标模型

本章建立各 DER 的数学竞标模型。

2.1 数学模型

1) 风电场向调度上报发电出力预测值为

$$P_{W,s} = P_{W,t} + \varepsilon_W \quad (1)$$

式中： $P_{W,s}$ 为风电出力日前预测值； $P_{W,t}$ 为风电实际出力； ε_W 为风电预测误差。

2) 光伏电站的预测出力为

$$P_{PV,s} = P_{PV,t} + \varepsilon_{PV} \quad (2)$$

式中： $P_{PV,s}$ 为光伏发电出力预测值； $P_{PV,t}$ 为光伏发电实际出力值； ε_{PV} 为光伏发电预测误差。

3) CDG 中，燃气轮机在运行阶段的发电成本为

$$f_{MT,i} = \sum_{t=1}^T (a_{MT,i} P_{MT,t,i}^2 + b_{MT,i} P_{MT,t,i} + c_{MT,i}) \quad (3)$$

式中： $f_{MT,i}$ 为第 i 台燃气轮机在一个调度周期内的发电成本； $P_{MT,t,i}$ 为第 i 台燃气轮机在时段 t 的输出功率； $a_{MT,i}$ 、 $b_{MT,i}$ 和 $c_{MT,i}$ 分别为第 i 台燃气轮机发电成本的二次项系数、一次项系数和常数项； T 为调度总时段数。

4) 储能具有充电与放电 2 种模式，约束为

$$-P_{ES,max} \leq P_{ES,t} \leq P_{ES,max} \quad (4)$$

$$P_{ES,d} = \max(P_{ES,t}, 0) \quad (5)$$

$$P_{ES,c} = -\min(P_{ES,t}, 0) \quad (6)$$

式中： $P_{ES,t}$ 为储能在时段 t 的充放电功率； $P_{ES,c}$ 、 $P_{ES,d}$ 分别为其充、放电功率； $P_{ES,max}$ 为储能充放电功率的最大值。

5) 柔性负荷分为可转移负荷、可平移负荷及



可中断负荷, 约束为

$$P_{SL,t} = P_{SL,0,t} + \Delta P_{SL,t} \quad (7)$$

$$\sum_{t=1}^T \Delta P_{SL,t} = 0 \quad (8)$$

$$\Delta P_{SL,\min} \leq \Delta P_{SL,t} \leq \Delta P_{SL,\max} \quad (9)$$

$$P_{IL,t} = P_{IL,0,t} + \Delta P_{IL,t} \quad (10)$$

$$0 \leq \Delta P_{IL,t} \leq \Delta P_{IL,\max} \quad (11)$$

式中: $P_{SL,t}$ 为可转移负荷在时段 t 的实际负荷; $P_{SL,0,t}$ 为可转移负荷在时段 t 的初始负荷; $\Delta P_{SL,t}$ 为时段 t 的调整量; $\Delta P_{SL,\max}$ 、 $\Delta P_{SL,\min}$ 分别为可转移负荷在时段 t 的调整上、下限; $P_{IL,t}$ 为可中断负荷在进行削减后时段 t 的实际负荷; $P_{IL,0,t}$ 为可中断负荷在时段 t 的初始负荷; $\Delta P_{IL,t}$ 、 $\Delta P_{IL,\max}$ 为可中断负荷在时段 t 的削减量和削减量的上限值。

2.2 目标函数

以 VPP 的整体经济效益最大化为目标, 即

$$\max F_{VPP} = B_{\text{energy}} - C_{VPP} \quad (12)$$

$$B_{\text{energy}} = \sum_{t=1}^T (\rho_{s,t} P_{s,t} - \rho_{b,t} P_{b,t}) \quad (13)$$

$$C_{VPP} = C_{CDG} + C_W + C_{PV} + C_{FL} \quad (14)$$

$$C_{CDG} = \sum_{t=1}^T (aP_{CDG,t}^2 + bP_{CDG,t} + c) \quad (15)$$

式中: F_{VPP} 为虚拟电厂整体经济效益; C_{VPP} 为 VPP 的总成本; B_{energy} 为 VPP 参与电网交易的收益; $P_{b,t}$ 为 VPP 在时段 t 从电网购电的功率; $\rho_{b,t}$ 为 VPP 从电网购电的价格; $P_{s,t}$ 为 VPP 在时段 t 向电网售电的功率; $\rho_{s,t}$ 为 VPP 向电网售电的价格; C_{CDG} 为 CDG 的发电成本; C_W 为风电的惩罚成本; C_{PV} 为光伏的惩罚成本; C_{FL} 为 VPP 向柔性负荷付出的补偿费用; $P_{CDG,t}$ 为 CDG 在时段 t 的发电量; a 、 b 、 c 分别为 C_{CDG} 的二次项系数、一次项系数和常数项。

以总发电成本和调频成本最小为目标, 建立电量和调频市场的联合出清模型, 即

$$\min \sum_{i \in G} \sum_{t=1}^T [f_i(q_{i,t}^e) y_{i,t} + C_i^U s_{i,t} + C_{i,t}^{G,r} q_{i,t}^{G,r} + C_{i,t}^{G,m} q_{i,t}^{G,m}] + \sum_{i \in S} \sum_{t=1}^T [(C_{i,t}^{S,r} q_{i,t}^{S,r} + C_{i,t}^{S,m} q_{i,t}^{S,m})] \quad (16)$$

式中: G 为火电机组集合; S 为储能集合; T 为调度时段集合; $q_{i,t}^e$ 为火电机组 i 在时段 t 的电能量中标电量; $f_i(q_{i,t}^e)$ 为火电机组的运行成本; C_i^U 为火电机组 i 的启动成本; $y_{i,t}$ 、 $s_{i,t}$ 分别为火电机组 i 在时段 t 的工作和启动状态变量; $C_{i,t}^{G,r}$ 、 $q_{i,t}^{G,r}$ 分别为火电机组 i 在时段 t 的调频容量报价和调频市场中标容量; $C_{i,t}^{G,m}$ 、 $q_{i,t}^{G,m}$ 分别为火电机组 i 在时段 t 的调频里程报价和调频市场中标里程; $C_{i,t}^{S,r}$ 、 $q_{i,t}^{S,r}$ 分别为储能资源 i 在时段 t 的调频容量报价和调频市场中标容量; $C_{i,t}^{S,m}$ 、 $q_{i,t}^{S,m}$ 分别为储能资源 i 在时段 t 的调频里程报价和调频市场中标里程。

2.3 约束条件

1) 功率平衡约束。VPP 与电网交互功率与风电与光伏的发电量、柔性负荷、CDG 的发电量和储能的充放电计划决定, 即

$$P_{b,t} - P_{s,t} = P_{\text{load},t} - P_{W,t} - P_{PV,t} - P_{CDG,t} + P_{ES,t} \quad (17)$$

式中: $P_{\text{load},t}$ 为柔性负荷调整后在 t 时段的实际负荷。

2) 风、光功率约束为

$$P_{W,t} \leq P_{W,s} \quad (18)$$

$$P_{PV,t} \leq P_{PV,s} \quad (19)$$

3) CDG 的发电功率要满足功率上、下限约束, 即

$$P_{CDG,\min} + R_{CDG,\text{down},t} \leq P_{CDG,t} \leq P_{CDG,\max} - R_{CDG,\text{up},t} \quad (20)$$

式中: $P_{CDG,\max}$ 、 $P_{CDG,\min}$ 分别为 CDG 出力的上、下限; $R_{CDG,\text{up},t}$ 、 $R_{CDG,\text{down},t}$ 为 CDG 在时段 t 提供的正、负备用。

4) 柔性负荷约束为

$$P_{\text{load},t} = P_{\text{load},0,t} - P_{IL,t} - P_{SL,t} \quad (21)$$

式中: $P_{\text{load},0,t}$ 为柔性负荷初始值。

5) 储能约束。储能的荷电状态要满足上、下限约束和始末状态相同约束, 即

$$SOC_0 - SOC_T = 0 \quad (22)$$

$$SOC_{\min} \leq SOC_t \leq SOC_{\max} \quad (23)$$

$$SOC_t = SOC_{t-1} + \frac{P_{ES,t} \eta_c}{E} - \frac{P_{ES,t}}{\eta_d E} \quad (24)$$

式中: SOC_t 为储能在时段 t 的荷电状态; SOC_0 为储能的初始荷电状态; SOC_T 为储能在最终时段的荷电状态; SOC_{\max} 、 SOC_{\min} 分别为储能荷电状态的

最大值和最小值； η_c 、 η_d 为储能充电、放电效率； E 为储能的额定容量。

6) 传统和快速调频里程需求约束，2种调频容量和调频里程分别由火电机组和储能资源提供，火电机组层面约束为

$$0 \leq q_{i,t}^{G,r} \leq q_{i,t}^{-G,r}, \forall i \in G, t \in [1, T] \quad (25)$$

$$q_{i,t}^e - q_{i,t}^{G,r} \geq y_{i,t} q_{i,\min}^e, \forall i \in G, t \in [1, T] \quad (26)$$

$$q_{i,t}^e + q_{i,t}^{G,r} \leq y_{i,t} q_{i,\max}^e, \forall i \in G, t \in [1, T] \quad (27)$$

$$q_{i,t}^{G,r} \leq q_{i,t}^{G,m} \leq R_{i,t}^G q_{i,t}^{G,r}, \forall i \in G, t \in [1, T] \quad (28)$$

$$q_{i,t}^e - q_{i,t-1}^e \leq r_{u,i}, \forall i \in G, t \in [1, T] \quad (29)$$

$$q_{i,t-1}^e - q_{i,t}^e \leq r_{d,i}, \forall i \in G, t \in [1, T] \quad (30)$$

$$s_{i,t} = \max\{y_{i,t} - y_{i,t-1}, 0\}, \forall t \in [1, T] \quad (31)$$

式中： $q_{i,t}^{-G,r}$ 为火电机组 i 在时段 t 的调频市场申报容量； $q_{i,\max}^e$ 、 $q_{i,\min}^e$ 分别表示火电机组 i 的最大、最小技术出力； $R_{i,t}^G$ 为火电机组 i 在时段 t 的里程调用率； $r_{u,i}$ 、 $r_{d,i}$ 分别为火电机组 i 在一个调度时段爬坡、滑坡容量。

储能资源考虑中标调频容量和调频里程的上下限约束，不考虑储能资源的荷电状态约束，即

$$0 \leq q_{i,t}^{S,r} \leq q_{i,t}^{-S,r}, \forall i \in S, t \in T \quad (32)$$

$$q_{i,t}^{S,r} \leq q_{i,t}^{S,m} \leq R_{i,t}^S q_{i,t}^{S,r}, \forall i \in S, t \in T \quad (33)$$

式中： $q_{i,t}^{-S,r}$ 为储能资源 i 在时段 t 的调频市场申报容量； $R_{i,t}^S$ 为储能资源 i 在时段 t 的里程调用率。

7) 效用容量与物理容量在概念上有差异，即

$$C_{i,t,e} = C_{i,t} f_{i,t} \quad (34)$$

式中： $C_{i,t,e}$ 为调频资源的效用容量； $C_{i,t}$ 为调频资源实际的AGC容量即物理容量； $f_{i,t}$ 为效率因子。引入效用容量概念可对调频资源的性能进行更直观表达，如：当储能的 $f=2.5$ 时，可视为1MW的储能提供的调频服务需要2.5MW的火电机组容量才能达到性能一样的调频效果。

3 算例分析

以IEEE-30节点系统来验证储能参与调频市场出清模型，系统含10台机组，6台为火电机组

(G1~G6)，4台储能(C1~C4)，参数如表3~5所示。由VPP聚合的灵活性资源(储能、CDG、柔性负荷、光伏与风电)在01:00—09:00参与填谷调峰，在09:00—13:00和18:00—22:00参与削峰调峰，全天24时段可参与电能量市场。风电、光伏出力预测如图5所示，日前预测出力误差为10%，可调控柔性负荷区间为2~6MW，VPP内CDG和储能相关参数如表6所示。

表 3 火电机组技术参数

Table 3 Technical parameters of thermal power unit

火电机组 序号	最大/最小 出力/MW	爬坡速率/ (MW·min ⁻¹)	启动成本/ 万元	里程 调用率/%
G1	420/252	6	24	2.0
G2	840/336	12	32	2.5
G3	700/420	10	30	1.5
G4	840/504	12	32	3.0
G5	700/280	10	28	2.0
G6	560/224	8	26	2.5

表 4 火电机组报价数据

Table 4 Thermal power unit quotation data

火电机 组序号	电能量报价/ (元·MW ⁻¹)	调频容 量/MW	调频容量报价/ (元·MW ⁻¹)	调频里程报价/ (元·MW ⁻¹)
G1	300	20	60	12
G2	280	35	40	6
G3	320	30	70	7
G4	350	40	50	9
G5	260	25	55	10
G6	240	20	65	8

表 5 储能运行参数

Table 5 Energy storage operating parameters

储能 序号	调频容量/ MW	调频容量报价/ (元·MW ⁻¹)	调频里程报价/ (元·MW ⁻¹)	历史里程 调用率/%
C1	15	50	12	15
C2	12	40	15	18
C3	10	50	10	15
C4	8	40	8	18

3.1 调峰辅助服务

设定调峰市场的准入条件^[26-28]为竞标电量小于2.5MW·h，同时VPP须考虑需求侧灵活性资

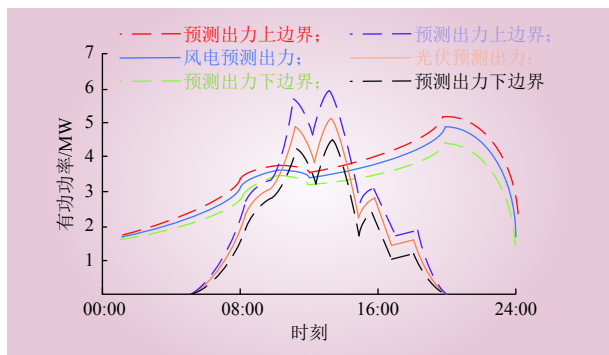


图 5 风电与光伏预测出力

Fig. 5 Forecast output of wind power and photovoltaic

表 6 CDG 和储能的相关系数

Table 6 Parameters of CDG and energy storage

CDG: 燃气 轮机	额定功率/ MW	最小发电 功率/MW	成本系数 <i>a</i>	成本系数 <i>b</i>	成本系数 <i>c</i>
	2	0.5	0.008	0.0175	105
储能	额定容量/ (MW·h)	额定充放电 功率/MW	荷电状 态范围	初始荷 电状态	充放电 效率
	10	2	0.1~0.9	0.2	0.95

源储能和柔性负荷在调峰和电能量市场的竞标计划, 根据两市场的价格、时段等信息进行日前竞标决策。

规定可转移负荷为柔性负荷在各时段负荷的 25%; 预测误差的上限为 10%, 允许削减时段为峰时段 09:00—13:00 和 18:00—22:00, VPP 通过配网进行购售电, 峰谷时间段划分与电价如表 7 所示。

表 7 峰平谷电价

Table 7 Power price of different time

时段	购电/售电价格/(元·(MW·h) ⁻¹)
谷时 01:00—09:00	324.6/162.3
平时 13:00—18:00, 22:00—次日 01:00	622.6/311.3
峰时 09:00—13:00, 18:00—22:00	920.5/460.25

图 6 为储能参与电能量平衡情况, 可以看出, 新能源出力全部得到消纳, 解决了弃风、光问题, 满足绿色低碳要求; 储能几乎全时段参与电能量平衡过程, 具有双向特性, 与内部成员 CDG 等联合, 根据内部负荷与外部市场价格的情况综合制定合适的发电功率, 削减高价时段负荷, 增加低价时段负荷, 从而使 VPP 在购电价格较高的 13:00—18:00、22:00—次日 01:00 和

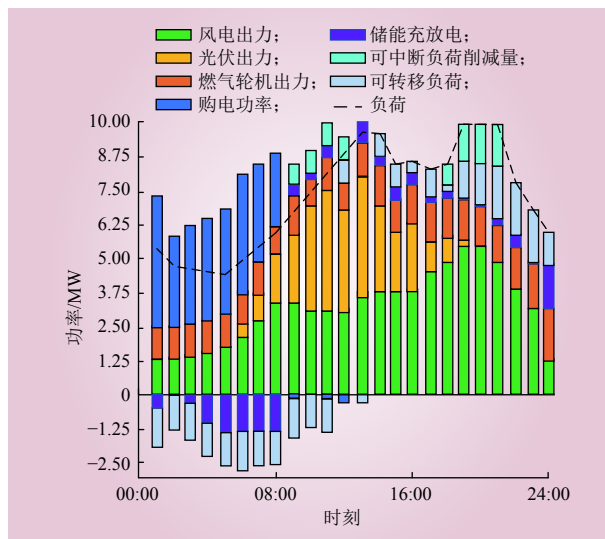


图 6 储能参与电能量平衡情况

Fig. 6 Energy storage participating in electric energy balance

18:00—22:00 不进行购电, 在 09:00—13:00 进行售电, 最大程度节省购电成本。

储能收益由聚合 DER 后的 VPP 分配, 收益如表 8 所示, 可知 VPP 聚合分配后储能效益优于独立运营收益。

表 8 VPP 内部成员收益

Table 8 VPP internal member income

内部成员	独立运营收益	元
		VPP 中分配的收益
风电	23 565	24 562
光伏	10 009	10 048
储能	705	1 101
燃气轮机	2 631	4 313
VPP	0	27 957

VPP 在峰谷电价进行电能量市场购售电; 储能与柔性负荷来参与调峰, 在 01:00—09:00 可参与填谷调峰, 在 09:00—13:00 和 18:00—22:00 可参与削峰调峰, 设定 5 种案例来进行算例分析。

1) 调峰市场有填谷、削峰调峰两种需求;

2) 调峰市场在 01:00—09:00 时段发布填谷调峰需求;

3) 调峰市场在 09:00—13:00 和 18:00—22:00 时段发布削峰调峰需求;

4) 调峰市场在 01:00—05:00 和 05:00—09:00 时段以不同价格发布填谷调峰需求;



5) 调峰市场在不同时段以不同价格发布削峰调峰需求。

给定的电能量市场和调峰市场信息，具体参数如表 9 所示。

表 9 调峰市场中的不同案例
Table 9 Different cases in peak modulation market

案例	填谷时段	填谷调峰价格/ (元·(MW·h) ⁻¹)	削峰时段	削峰调峰价格/ (元·(MW·h) ⁻¹)
1	01:00—09:00	350	09:00—13:00 18:00—22:00	500
2	01:00—09:00	350	—	—
3	—	—	09:00—13:00 18:00—22:00	500
4	01:00—05:00 05:00—09:00	250 450	—	—
5	—	—	09:00—11:00 18:00—20:00 11:00—13:00 20:00—22:00	400 600

考虑储能与柔性负荷参与的调峰市场竞标结果如图 7~8 及表 10 所示，可以看出：1) 在调峰市场发布填谷调峰需求时，调动储能充电及柔性负荷增加负荷来参与填谷调峰。2) 在尖峰时的调峰市场发布填谷调峰的需求时，调动储能放电

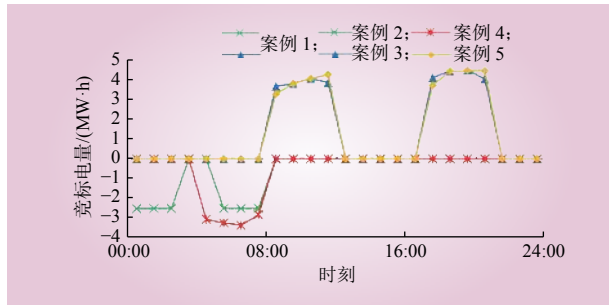


图 7 不同案例下调峰竞标电量
Fig. 7 Peak modulation bidding quantity of virtual power plant under different scenarios

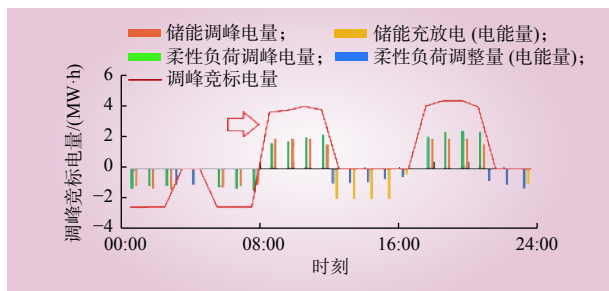


图 8 案例 1 中储能与柔性负荷的优化结果
Fig. 8 Optimization results of energy storage and flexible load in Case 1

表 10 不同案例的 VPP 收益结果
Table 10 Results of VPP income in different cases

案例	所有成员收益	购电成本	调峰收益	运营整体收益
1	39211	-15949	21444	44708
2	44780	-11458	5254	38571
3	43324	-20157	16190	39354
4	44570	-11638	5707	38633
5	43244	-20183	16391	39457

和柔性负荷削减负荷参与削峰调峰。3) 在调峰市场需求相同、价格不同时，改变调峰竞标电量来提高收益。4) 案例 4 下 VPP 的调峰收益和总收益大于案例 3。5) 在削峰调峰价格不同时，高价时的调峰竞标电量增大，低价时的调峰竞标电量减小，从而使调峰收益和总收益增大。6) 案例 5 下 VPP 的调峰收益和总收益大于案例 2。在填谷调峰价格不同时，VPP 使高价时的调峰竞标电量增大，使低价时的调峰竞标电量减小，从而使调峰收益和总收益增大。

为获得最大调峰收益，VPP 在参与填谷调峰时，在谷时 01:00—09:00 中选择柔性负荷可调整量最大的部分时段优先调动储能充电来达到调峰市场准入条件。当调峰竞标电量不满足准入条件时，不能参与调峰，如 VPP 在案例 1 的谷时 04:00—05:00、案例 2 的谷时 04:00—05:00 和案例 4 的谷时 01:00—04:00 的调峰市场竞标电量为 0，是因为 VPP 调动储能在满足能量最大约束的条件下选择了其他获利大的时间段进行充电，在这些时间段不进行充电，而仅靠该时段柔性负荷的负荷增加不能达到调峰市场准入条件，使 VPP 无法参与调峰。

VPP 制定最多的调峰竞标电量来获得最大调峰收益，同时配网购电成本较低，内部收益受损小。由表 10 可知，调峰市场需求为填谷、削峰 2 种调峰的案例 1 下 VPP 收益最大。

储能调峰策略为参与调峰时获得 VPP 调峰补偿，在电能量市场中充电时购电成本由 VPP 承担，放电时获得 VPP 补偿。储能的补偿价格会影响 VPP 制定的储能出力计划，改变 VPP 与储能的收益，需要协定合适的补偿价格，既保证 VPP 收益，又能同时提高储能和调峰收益。案例 1~3 中

储能调峰补偿价格如图 9 所示, 可知 VPP 为了调动储能参与填谷调峰, 给予相应的填谷调峰补偿价格; 储能在不同场景下的储能调峰补偿价格与调峰市场价格相关, 为保证储能参与调峰的利益, VPP 制定的储能调峰补偿价格为调峰市场价格的一半。案例 1 中, 储能在填谷和削峰调峰均参与的情况下获益最大。制定的补偿价格可以在保证 VPP 整体收益下提高储能收益。

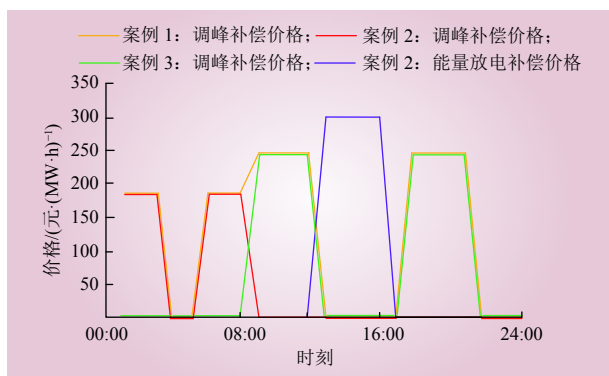


图 9 案例 1~3 中储能补偿价格
Fig. 9 Energy storage compensation price in Cases 1-3

3.2 调频辅助服务

忽略潮流约束, 24 个时段的调频容量和里程需求如图 10~11 所示。

图 12~14 为传统、快速调频容量和里程价

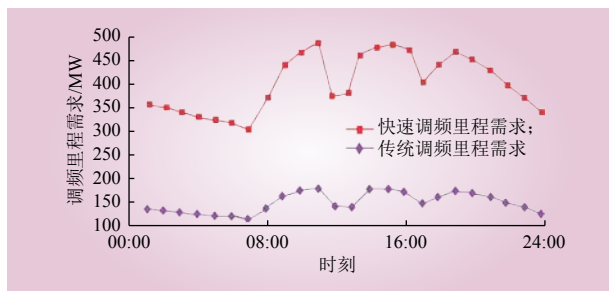


图 10 调频里程需求
Fig. 10 Frequency modulation mileage requirements

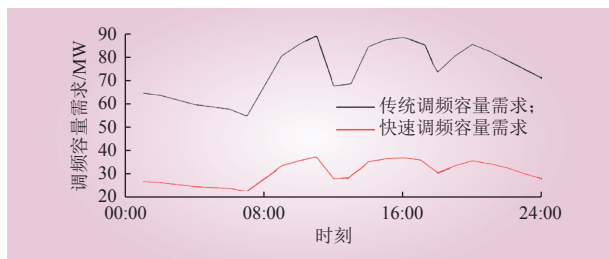


图 11 调频容量需求
Fig. 11 Frequency modulation capacity requirements

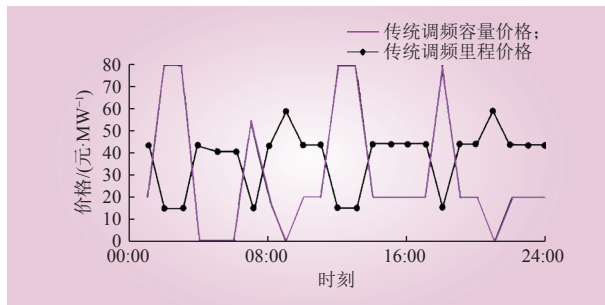


图 12 传统调频容量和里程价格
Fig. 12 Traditional frequency modulation capacity and mileage prices

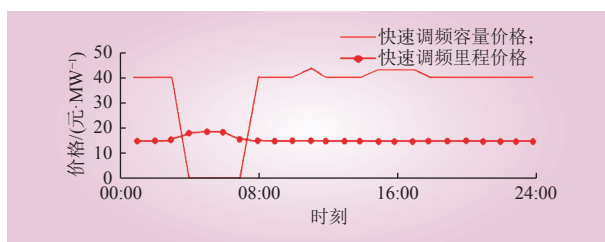


图 13 快速调频容量和里程价格
Fig. 13 Fast frequency modulation capacity and mileage price

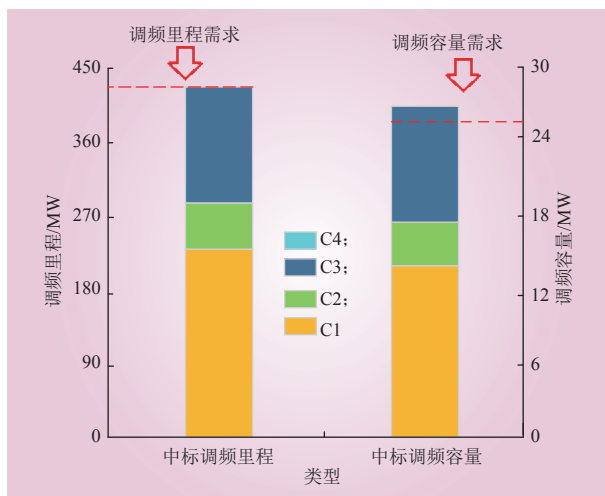


图 14 储能在时段 4 的调频中标结果
Fig. 14 Frequency modulation results of energy storage in Period 4

格, 以及储能中标结果, 由图 12~14 可知, 传统调频和快速调频交易品种在 04:00~06:00 的容量价格为 0, 原因是此时段内调频容量需求较低、调频里程需求较高。04:00~07:00 内, 储能 C1~C3 中标调频容量, 中标容量大于实际需求时, 系统调频容量需求增加时并不需要储能提高自身调频容量, 若系统仅调用对应容量需求的调频容量

26.24 MW，因存在里程调用率限制，该部分调频容量能提供最大调频里程为 410.5 MW，无法满足调频里程需求 420 MW，从而需额外的调频容量提供调频里程，快速调频交易里程价格约为 17 元/MW，与图 13 结果一致。

在电能量和调频服务联合优化出清模式下，系统总成本，即发电成本和调频成本之和为 1405.22 万元，低于顺次出清模式下的总成本为 1419.71 万元，原因是顺次出清模式下未考虑调频成本，而在联合出清模式下，开机机组的确定综合考虑了电能量、启停和调频成本，总成本更小，联合出清模式下火电机组的电能量出力如图 15 所示。

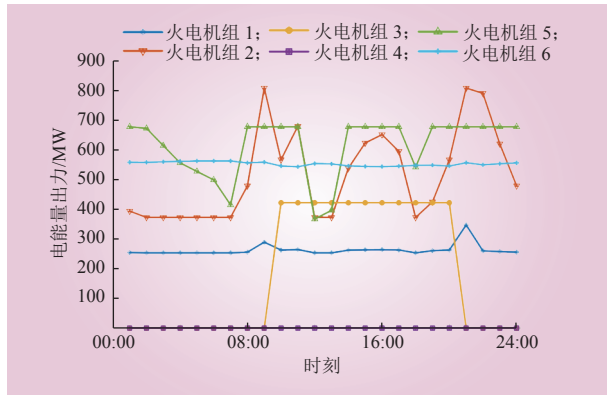


图 15 联合出清下火电机组电能量出力

Fig. 15 Power output of thermal power units under joint clearing

为充分体现各调频资源参与调频的物理性能^[29-30]，设置 16 个资源个体参与日调频辅助服务市场，实际运行日结合资源的实际运行情况进行各时段的模拟出清，做出如下假设。

1) 新增 2 台抽水蓄能资源参与调频，令抽水蓄能 1 的运行时间为 16:00~22:30；抽水蓄能 2 的运行时间为 09:00~12:30，装机容量均为 300 MW，AGC 可调节容量均为 150 MW。

2) 新增 4 台水电资源参与调频，装机容量为 2 台 200 MW 和 2 台 400 MW；AGC 可调节容量为 2 台 70 MW 和 2 台 80 MW。

3) 火电机组的调频容量受开停机时间和当日发电计划约束，水电机组调频容量受到水情及水库调度影响。

设定某 24 时段的调频总收益为 76.3 万元，主要由资源实际提供的调频里程来进行衡量。其中

储能的调频收入为 20.9 万元，而所有火电机组的调频收益总和仅为 3.7 万元，储能和水电等调频性能较好资源所获调频收益远高于传统火电机组。为了避免性能较差的火电机组无限制抬高市场出清的里程价格，资源的报价根据调频性能指标调整后作为调频资源排序的依据，为进一步直观说明效率因子的作用，引入某时段调频容量需求，如图 16 所示，上调频物理容量需求在加入效率因子后下降了约 35%，下调频物理容量需求降幅约 45.5%。

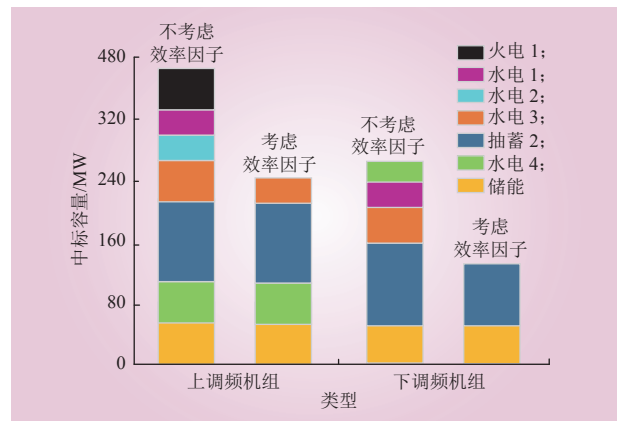


图 16 考虑效率因子的典型时段调频容量需求变化

Fig. 16 Changes of frequency modulation capacity demand in typical periods considering efficiency factors

引入效率因子后系统的调频总成本有较大幅度的降低（上、下调频总收益为 310878、313395 元，合计 624273 元），相较于未加入效率因子前的收益结果（上、下调频总收益为 365200、379312 元，合计 744512 元）节约了 16.15% 成本。而储能凭借优异的调频能力达到 36.7% 的收益占比。其中火电因调频性能较差，收益占比进一步降至 0.798%，具体的收益变化见表 11。

4 结论

合理的市场机制能有效引导储能有序提供辅助服务并获得收益，本文在调峰市场中将储能作为 VPP 成员参与电能量及调峰市场；调频市场中考虑适应储能参与的电能量和调频交易品种联合优化出清模型，引入效率因子，得出以下结论。

1) VPP 聚合灵活性资源，以整体效益最大为目标对外同时参与电能量市场和调峰市场，通过



表 11 考虑效率因子后调频资源收益
Table 11 Benefits of frequency modulation resources considering efficiency factors

调频资源	上/下调频容量收益	上/下调频历程收益	上/下调频总收益
储能1	170/170	28 310/28 502	28 486/28 736
储能2	171/175	28 346/28 602	28 491/28 716
储能3	173/177	28 301/28 569	28 510/28 754
储能4	168/169	28 366/28 537	28 509/28 695
抽水蓄能1	976/1094	69 686/73 928	70 662/75 022
抽水蓄能2	438/469	23 681/27 285	24 118/27 753
火电1	0/0	0/0	0/0
火电2	0/0	0/0	0/0
火电3	0/0	0/0	0/0
火电4	0/0	0/0	0/0
火电5	0/0	0/0	0/0
火电6	55/34	2 992/1895	3 047/1929
水电1	388/345	24 075/22 809	1 562/4 107
水电2	365/336	26 123/24 123	3 653/5 897
水电3	379/338	25 568/24 007	488/716
水电4	355/308	25 108/23 452	48 007/51 745
合计	3 324/3 581	307 554/309 814	310 878/313 395

储能和柔性负荷的协同，实现调峰市场的有效竞标，使 VPP 及储能获得最佳调峰收益。

2) 传统和快速调频交易品种联合优化出清模型较顺次出清模型具有更高的社会效益。储能资源有效代替传统的发电容量，减小了系统调频需求，在实现相同调频效果的前提下，单位容量的储能资源能够替代更大容量的传统调频资源从而达到提升调频效率和节约调频资源的目的。

参考文献：

[1] 陈启鑫, 房曦晨, 郭鸿业, 等. 储能参与电力市场机制: 现状与展望 [J]. 电力系统自动化, 2021, 45(16): 14-28.
CHEN Qixin, FANG Xichen, GUO Hongye, *et al.* Participation mechanism of energy storage in electricity market: status quo and prospect[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(16): 14-28.

[2] 宋安琪, 李新. 美国加州分布式储能参与电力市场分析 [J]. 机电信息, 2019(35): 166-167, 169.
SONG Anqi, LI Xin. Analysis of California distributed energy

storage participating in electricity market[J]. *Mechanical and Electrical Information*, 2019(35): 166-167, 169.

[3] 王玲玲, 刘恋, 张骝, 等. 电力系统灵活调节服务与市场机制研究综述 [J]. 电网技术, 2022, 46(2): 442-452.
WANG Lingling, LIU Lian, ZHANG Ke, *et al.* A review of power system flexible ramping product and market mechanism[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(2): 442-452.

[4] 张鸿宇, 王宇. 国外电网侧储能电站参与调频辅助服务市场的机制经验及对我国的启示 [J]. 储能科学与技术, 2021, 10(2): 766-773.
ZHANG Hongyu, WANG Yu. Mechanism experience of foreign grid-side energy storage power stations participating in FM auxiliary service market and its enlightenment to China[J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2021, 10(2): 766-773.

[5] 文婷, 陈雷, 曾鹏骁, 等. 广东新型储能配套政策建议 [J]. 南方能源建设, 2022, 9(4): 70-77.
WEN Ting, CHEN Lei, ZENG Pengxiao, *et al.* Suggestions on supporting policies for new energy storage in Guangdong[J]. *Southern Energy Construction*, 2022, 9(4): 70-77.

[6] 关立, 周蕾, 刘航航, 等. 独立储能电站参与电力现货市场机制及试运行分析 [J]. 中国电力, 2022, 55(10): 185-190.
GUAN Li, ZHOU Lei, LIU Hanghang, *et al.* Analysis of independent energy storage power station participating in power spot market mechanism and trial operation[J]. *Electric Power*, 2022, 55(10): 185-190.

[7] 国家能源局山西监管办. 山西电力调频辅助服务市场运营细则 [R]. 太原: 国家能源局山西监管办, 2017.

[8] 国家能源局南方监管局. 关于印发《广东调频辅助服务市场交易规则(试行)》的通知 [EB/OL]. (2018-08-22)[2021-11-02].

[9] 管馨, 陈涛, 高赐威. 适应风电参与电力市场的需求侧储能负荷运行优化研究 [J]. 综合智慧能源, 2022, 44(2): 35-41.
GUAN Xin, CHEN Tao, GAO Ciwei. Research on optimization of demand-side energy storage load operation adapting to wind power's participation in power market[J]. *Integrated Intelligent Energy*, 2022, 44(2): 35-41.

[10] 赵建平, 胡家华, 李东辉, 等. 储能参与下的中长期电力市场合约转让机制灵活性研究 [J]. 热力发电, 2021, 50(8): 18-23.
ZHAO Jianping, HU Jiahua, LI Donghui, *et al.* Research on flexibility of medium and long-term power market contract transfer mechanism with participation of energy storage[J]. *Thermal Power Generation*, 2021, 50(8): 18-23.

[11] 黄婧杰, 欧阳顺, 冷婷, 等. 含偏差风险规避的新能源和储能协同参与市场策略 [J]. 电力自动化设备, 2023, 43(2): 36-43.

- HUANG Jingjie, OUYANG Shun, LENG Ting, *et al.* Strategy of new energy and energy storage co-participating in the market with deviation risk avoidance[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2023, 43(2): 36–43.
- [12] 李国庆, 闫克非, 范高锋, 等. 储能参与现货电能-调频辅助服务市场的交易决策研究 [J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(17): 45–54.
- LI Guoqing, YAN Kefei, FAN Gaofeng, *et al.* Transaction decision-making of energy storage stations participating in the spot energy and frequency modulation ancillary service market[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(17): 45–54.
- [13] 孙莹, 李晓鹏, 蔡文斌, 等. 面向新能源消纳的调峰辅助服务市场研究综述 [J]. *现代电力*, 2022, 39(6): 668–676.
- SUN Ying, LI Xiaopeng, CAI Wenbin, *et al.* Summary of research on peak regulation auxiliary service market for new energy consumption[J]. *Modern Electric Power*, 2022, 39(6): 668–676.
- [14] 林立乾, 米增强, 贾雨龙, 等. 面向电力市场的分布式储能聚合参与电网调峰 [J]. *储能科学与技术*, 2019, 8(2): 276–283.
- LIN Liqian, MI Zengqiang, JIA Yulong, *et al.* Distributed energy storage aggregation for power grid peak shaving in a power market[J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2019, 8(2): 276–283.
- [15] Lee, T. Energy storage in PJM-exploring frequency regulation market transformation [2021-03-28]. 2017. KERMIT Study Report: KEMA Inc [EB/OL].
- [16] LABORATORY, P. N. N., Assessing the Value of Regulation Resources Based on Their Time Response Characteristics [EB/OL]. [2021-03-28]. https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-17632.pdf.
- [17] 李明, 焦丰顺, 任畅翔, 等. 新一轮电改下电力辅助服务市场机制及储能参与辅助服务的经济性研究 [J]. *南方能源建设*, 2019, 6(3): 132–138.
- LI Ming, JIAO Fengshun, REN Changxiang, *et al.* China's power auxiliary service market mechanism and the economics of energy storage systems participating in auxiliary services[J]. *Southern Energy Construction*, 2019, 6(3): 132–138.
- [18] 陈达鹏, 荆朝霞. 美国调频辅助服务市场的调频补偿机制分析 [J]. *电力系统自动化*, 2017, 41(18): 1–9.
- CHEN Dapeng, JING Zhaoxia. Analysis of frequency modulation compensation mechanism in frequency modulation ancillary service market of the United States[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2017, 41(18): 1–9.
- [19] 杨水丽, 李建林, 李蓓, 等. 电池储能系统参与电网调频的优势分析 [J]. *电网与清洁能源*, 2013, 29(2): 43–47.
- YANG Shuili, LI Jianlin, LI Bei, *et al.* Advantages of battery energy storage system for frequency regulation[J]. *Power System and Clean Energy*, 2013, 29(2): 43–47.
- [20] 陶以彬, 薛金花, 王德顺, 等. 面向电网调峰调频的储能电站综合性能评价 [J]. *电源技术*, 2021, 45(6): 764–767.
- TAO Yibin, XUE Jinhua, WANG Deshun, *et al.* Comprehensive performance evaluation of BESS for power grid peaking and frequency regulation[J]. *Chinese Journal of Power Sources*, 2021, 45(6): 764–767.
- [21] 陈中飞, 荆朝霞, 陈达鹏, 等. 美国调频辅助服务市场的定价机制分析 [J]. *电力系统自动化*, 2018, 42(12): 1–10.
- CHEN Zhongfei, JING Zhaoxia, CHEN Dapeng, *et al.* Analysis on pricing mechanism in frequency regulation ancillary service market of United States[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2018, 42(12): 1–10.
- [22] 刘国静, 李冰洁, 胡晓燕, 等. 澳大利亚储能相关政策与电力市场机制及对我国的启示 [J]. *储能科学与技术*, 2022, 11(7): 2332–2343.
- LIU Guojing, LI Bingjie, HU Xiaoyan, *et al.* Australia policy mechanisms and business models for energy storage and their applications to China[J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2022, 11(7): 2332–2343.
- [23] 庄晓丹, 刘卫东, 黄为群, 等. 浙江电力现货市场环境下储能的市场交易机制与效益分析 [J]. *中国电力*, 2022, 55(6): 80–85.
- ZHUANG Xiaodan, LIU Weidong, HUANG Weiqun, *et al.* Energy storage market trading mechanism and benefit analysis of Zhejiang power spot market[J]. *Electric Power*, 2022, 55(6): 80–85.
- [24] 高海翔, 董超, 孟子杰, 等. 机组-储能联合系统参与调频辅助服务市场的关键技术研究与实践 [J]. *广东电力*, 2020, 33(6): 46–52.
- GAO Haixiang, DONG Chao, MENG Zijie, *et al.* Key technologies and practice of generator-storage combination system participating in frequency regulation ancillary service markets[J]. *Guangdong Electric Power*, 2020, 33(6): 46–52.
- [25] 史沛然, 李彦宾, 江长明, 等. 第三方独立主体参与华北电力调峰市场规则设计与实践 [J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(5): 168–174.
- SHI Peiran, LI Yanbin, JIANG Changming, *et al.* Rule design and practice for third-party independent entities participating in electric power peak regulation auxiliary service market of North China[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(5): 168–174.
- [26] 宁剑, 江长明, 张哲, 等. 可调节负荷资源参与电网调控的思考与技术实践 [J]. *电力系统自动化*, 2020, 44(17): 1–8.



- NING Jian, JIANG Changming, ZHANG Zhe, *et al.* Thinking and technical practice of adjustable load resources participating in dispatching and control of power grid[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2020, 44(17): 1–8.
- [27] 林阿竹, 柯清辉, 江岳文. 独立储能参与调频辅助服务市场机制设计 [J]. *电力自动化设备*, 2022, 42(12): 26–34.
- LIN Azhu, KE Qinghui, JIANG Yuewen. Market mechanism design of independent energy storage participating in frequency modulation auxiliary service market[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2022, 42(12): 26–34.
- [28] 李博嵩, 王旭, 蒋传文, 等. 广泛负荷集商市场策略建模及风险效益分析 [J]. *电力系统自动化*, 2018, 42(16): 119–126.
- LI Bosong, WANG Xu, JIANG Chuanwen, *et al.* Market strategy modeling and risk profit analysis of demand-side resource aggregator[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2018, 42(16): 119–126.
- [29] 李翔宇, 赵冬梅. 计及可调资源动态特性的虚拟电厂多级优化配置 [J]. *电力系统自动化*, 2020, 44(13): 17–24.
- LI Xiangyu, ZHAO Dongmei. Multi-level optimal configuration of virtual power plant considering dynamic characteristics of adjustable resources[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2020, 44(13): 17–24.
- [30] 陈定会, 尚楠, 叶承晋. 分布式抽水蓄能系统的市场力机理分析 [J]. *电力需求侧管理*, 2019, 21(3): 69–72.
- CHEN Dinghui, SHANG Nan, YE Chengjin. Market power mechanism analysis of distributed pumped storage system[J]. *Power Demand Side Management*, 2019, 21(3): 69–72.

作者简介:

郁海彬 (1990—), 男, 通信作者, 硕士, 工程师, 从事电力调度、新能源并网运行、电力通信技术, E-mail: Yuafuhan@163.com.

(责任编辑 许晓艳)

Bidding Strategy of Energy Storage Participating in the Auxiliary Market of Peak and Frequency Modulation in New Power System

YU Haibin, DONG Shuai, LU Zengjie, ZHOU Yi, WEN Guanglei, ZHANG Yu, GAO Yiling, LI Xueyan
(State Grid Shanghai Electric Power Company Shibe Power Supply Company, Shanghai 200070, China)

Abstract: Under the green and low-carbon energy transition, the gap of peak and frequency modulation in the power system is increasing. With the flexible climbing and bidirectional regulation characteristics, energy storage can be an independent subject or an internal member of a virtual power plant (VPP) to coordinate and solve the problems of peak and frequency modulation and new energy consumption. This paper analyzes the general situation of energy storage participating in the electric power market in China and abroad and establishes the VPP aggregated multi-distributed energy resource (DER) peak modulation bidding model and peak modulation bidding strategy with maximum overall benefit. Based on the joint clearing model of the electricity energy and frequency modulation market with the goal of minimizing the cost of power generation and frequency modulation, an efficiency factor is introduced to reflect the advantages of fast frequency modulation resources. An example is given to verify that the income of energy storage distribution under the VPP bidding strategy is better than the independent operation mode. Compared with the sequential clearing mode, the fire-storage combined clearing model of traditional and fast frequency modulation trading varieties participating in the day-ahead market design has higher social benefits. The introduction of the efficiency factor can enhance the enthusiasm of high-quality frequency modulation resources to participate in the market and save the total frequency modulation cost of the power grid.

This work is supported by Science and Technology Project of State Grid Shanghai Electric Power Company (No.SGTYHT/21-JS-223).

Keywords: flexible climbing; bidirectional regulation; peak modulation bidding strategy; efficiency factor