DOI:10.12158/j.2096-3203.2023.02.001

基于纵向修正 ARIMA 的负荷聚合商潜力计算及调峰策略

周颖[1]，石坤[1]，李德智[1]，陈宋宋[1]，窦迅[2]，严胜[3]
（1. 需求侧多能互补优化与供需互动技术北京市重点实验室（中国电力科学研究院有限公司），北京 100192；2. 南京工业大学电气工程与控制科学学院，江苏 南京 211816；3. 国家电网有限公司，北京 100031）

摘 要：负荷聚合商组织需求侧资源参与调峰市场和电能量市场时，存在负荷预测准确度不够导致合同购电量误差大、市场界限模糊导致考核结算重复等问题，因此文中提出基于纵向修正差分自回归滑动平均（autoregressive integrated moving average，ARIMA）模型的负荷聚合商潜力计算和调峰策略。首先，利用纵向修正 ARIMA 算法预测基线负荷，构建负荷聚合商的调峰潜力测算模型，挖掘需求侧资源的可调节能力，为电力市场交易提供数据基础；其次，制定电能量市场与调峰市场的负荷偏差考核方式，以月度滚动时域综合结算收益最大为目标，构建考虑偏差考核的负荷聚合商调峰模型；最后，基于某典型地区负荷聚合商月度历史负荷数据，对所提方法进行算例分析。结果表明考虑负荷偏差考核的负荷聚合商调峰策略可以提升聚合商的调峰收益约 23.7%，降低负荷聚合商峰谷差约 10%，验证了文中方法的合理性和有效性。

关键词：可调潜力；纵向修正；差分自回归滑动平均（ARIMA）模型；滚动优化；调峰策略；偏差考核
中图分类号：TM71 **文献标志码：**A **文章编号：**2096-3203（2023）02-0002-09

0 引言

2021 年 7 月，国家发展改革委指出要不断提升市场化需求侧系统调峰能力，充分挖掘需求侧调峰资源[1]。需求侧资源在分布上具有离散性，不同类型负荷的调节特性差异较大，部分资源难以达到调峰市场准入条件[2-3]，通过负荷聚合商（load aggregator，LA）聚合需求侧资源，挖掘用户侧资源响应潜力，可有效提升需求侧资源参与调峰的积极性[4-5]。然而需求侧资源调节潜力各异，且资源聚合体在参与电能量市场和调峰市场时可能会产生考核结算边界重叠、市场界限模糊等问题，严重影响电力市场运营和电网安全稳定运行。因此，有必要对需求侧资源的调节潜力量化方法进行研究，在此基础上，研究 LA 参与多类型市场的调峰策略，对提升 LA 市场收益和促进电网高质量运行具有重要意义。

目前，国内外学者已经对用户侧的可调负荷潜力预测和调峰策略展开研究。在潜力预测方面，现有研究主要集中在空调、电采暖、电动汽车等设备层面和用户用电行为方面，能够以设备模型为基础利用预测算法计算设备调峰潜力，再进行聚合[6-10]，还能够考虑用户用电行为的影响，分析居民的用电功率特点，构建符合用户负荷特性的可调潜力模型[11-13]，深度挖掘电力需求侧资源。现有关于 LA 负荷预测的研究主要是考虑需求响应因素的短期负荷预测，常用负荷预测方法有神经网络法、系统分析法等，但是神经网络法例如长短期记忆（long-short term memory，LSTM）网络预测法无法预知负荷的趋势[14]，系统分析法例如主成分分析法预测精度低[15]，对 LA 用电负荷进行中长期预测和短期可调潜力预测的方法也涉及不多。在调峰策略方面，现有研究主要集中在风电、火电机组深度调峰策略和用户侧参与调峰辅助服务市场建设机制方面，能够考虑风电、火电、新能源发电等发电机组发电停机成本等，构建深度调峰模型，促进能源消纳[16-23]；也能够根据用户侧的调峰意愿度、调峰费用分摊机制构建用户侧调峰模型[24-25]；能够分析各区域电网调峰市场实际运行情况，构建适合本地区的调峰交易机制或者评价指标体系[26-27]，但针对基于差价合约的中长期电能量市场偏差考核的 LA 调峰策略研究不多。

综上所述，现有研究主要针对的是设备层面潜力预测以及用户参与调峰策略，缺少直接从用户总负荷入手进行可调潜力预测的研究。差分自回归滑动平均（autoregressive integrated moving average，ARIMA）模型预测可以很好地描述和预测负荷的变化趋势。针对 LA 同时参与电能量市场和调峰市场制定调峰策略的研究更加稀少，因此有必要在 LA 签订电能量市场购电量合同的同时研究参与调峰

收稿日期：2022-09-23；修回日期：2022-12-12
基金项目：国家电网有限公司科技项目“以新能源为主体的新型电力系统实施路径研究”（5100-202155289A-0-0-00）

市场的最优调峰策略,既可以满足电能量市场的偏差考核,又能提高用户参与调峰的积极性。

为解决上述问题,文中针对 LA 聚合形成的可调节负荷资源,基于纵向修正 ARIMA 预测算法,分析其参与调峰市场的调节潜力。在此基础上,考虑 LA 参与电能量市场与调峰市场的交易流程,制定 2 类市场的偏差考核方式,构建 LA 参与调峰收益模型,以滚动时域综合结算收益最大为目标,提出基于负荷偏差考核的 LA 调峰策略。算例表明所提方法可有效提升 LA 收益,提升可调负荷资源参与电网调峰的积极性和经济性。

1　建模原理

中长期电能量市场是指发电企业、电力用户、售电公司等市场主体,通过双边协商、集中交易等市场化方式,开展的年度、月度等电力交易。文中研究 LA 参与中长期尺度电能量市场,以月度为周期展开电力交易,签订月度购用电量合同,以月度为周期结算。LA 参与调峰市场主要通过用户侧可调资源在调峰市场中响应电网发布的调节性需求参与电网互动,从而获益,LA 作为聚合资源主体,在调节性市场方面参与调峰市场,以日度为周期展开交易。

如图 1 所示,LA 在参与电能量市场时,根据历史负荷数据对用电量进行预测从而签订电量合同,根据合同量计划每日的用电量;在参与调峰市场时,根据自身的调节容量来确定每个时刻参与调峰的上限和下限,自身的调节容量则根据历史负荷和预测的基线负荷来确定。签订月度电量合同后,若 LA 在月中同步参与调峰市场,会对月度电量合同产生影响,导致在月度电量结算过程中受到偏差考核。因此研究 LA 参与电能量市场和调峰市场的方式,制定最优调峰策略,保证 LA 在偏差考核范围内获得最大调峰收益。

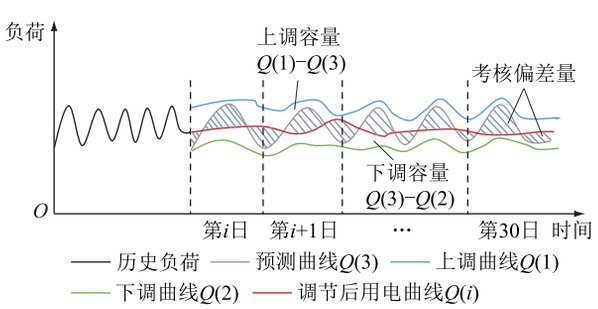

图 1　基于纵向修正 ARIMA 的 LA 潜力计算及调峰策略

Fig.1　Calculation of load aggregator potential and peak regulation strategy based on longitudinal modified ARIMA

2　基于纵向修正 ARIMA 的 LA 调峰潜力

研究 LA 参与调峰市场的潜力,首先须进行负荷预测,在此基础上构建调峰潜力计算模型。传统 ARIMA 是从横向时间角度(同一日不同时刻)对负荷进行预测,可以很好地描述和预测负荷的变化趋势,但预测结果具有一定的随机性和波动性。纵向分析可以从另一时间角度(同一时刻不同日)深度剖析用户的负荷特性,同一时刻负荷值近似相等但又因外界因素导致其存在一定波动,因此利用纵向角度预测可以修正由外界因素导致的负荷波动[14]。文中结合横向与纵向的优势,对其预测结果进行融合,提出基于纵向修正的 ARIMA 预测算法,从不同时间角度对可中断负荷和可平移负荷进行预测。基于预测后得出的可中断负荷和可平移负荷基线值,构建 LA 的可调潜力模型。详细步骤如下:

(1) 利用 *K*-means 聚类算法将原始数据集根据负荷率、峰谷差、平均负荷等聚类指标进行聚类,分为可平移负荷和可中断负荷,将 2 类聚类中心用户的历史数据作为 ARIMA 预测模型算法的输入数据,对 2 类负荷分别进行预测。

(2) 按照聚类的类别将历史数据按照同一时刻不同日进行纵向分组形成纵向输入序列,同一日不同时刻进行横向分组形成横向输入序列。

(3) 利用 ARIMA 预测算法,分别对横向序列和纵向序列进行预测,如图 2 所示。得到横向预测值 $Q^{\mathrm{h}}(t)$ 和纵向预测值 $Q^{\mathrm{z}}(t)$ 后,利用纵向预测结果对横向预测进行修正,即根据实际需求将横向和纵向预测结果按照一定权重相加,得到第 i 日 t 时刻的预测值 $Q_i(t)$,其中采样点的采样周期为 15 min。

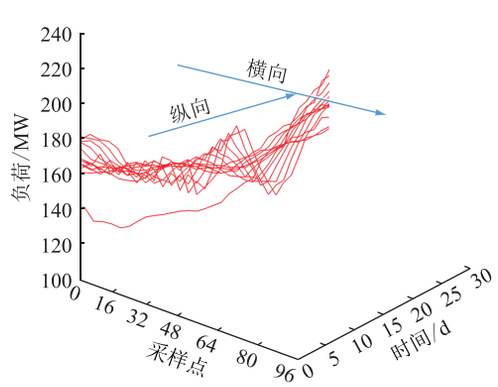

图 2　基于纵向修正 ARIMA 的负荷预测方法

Fig.2　Load forecasting method based on longitudinal modified ARIMA

$$Q_i(t) = aQ^{\mathrm{h}}(t) + bQ^{\mathrm{z}}(t) \tag{1}$$

式中:a 为横向预测权重;b 为纵向预测权重。a、b 均由历史数据的训练集预测结果与测试集数据进

行对比得到。

（4）选取平均绝对误差、均方误差、平均绝对百分误差对横向预测和纵向修正后的预测结果进行对比评价，验证文中预测方法的优越性。

（5）计算可调潜力。根据步骤（1）得到的不同类型日期的聚类结果，统计预测日前一周 t 时刻负荷的分布，计算其均值 $\bar{Q}$ 和方差 σ，取满足 3σ 原则的最大值 l_{1t} 和最小值 l_{2t} 作为 t 时刻的最大负荷和最小负荷，3σ 原则是指预测日前一周各时刻的负荷 $Q(t)$ 满足条件 $Q(t)\in[\bar{Q}-3\sigma,\bar{Q}+3\sigma]$。由第 i 日所有时刻的最大负荷、最小负荷分别组成上调曲线 L_{1t} 和下调曲线 L_{2t}。根据步骤（3）得到的预测值 $Q_i(t)$ 和上调曲线 L_{1t}、下调曲线 L_{2t}，建立可调潜力计算模型。

t 时刻负荷上调潜力：

$$\eta_1(t)=L_{1t}-Q_i(t) \tag{2}$$

t 时刻负荷下调潜力：

$$\eta_2(t)=Q_i(t)-L_{2t} \tag{3}$$

根据上述步骤得到预测的基线负荷、上调曲线和下调曲线。LA 根据得到的预测值在电能量市场签订月度用电量合同，并根据可调潜力确定预测日负荷参与调峰的上下限。

3 考虑负荷偏差考核的 LA 调峰模型

3.1 目标函数

在 LA 参与电能量市场和调峰市场的过程中，为确保交易的合理性和准确性，规定：同一 LA 在日前市场中的同一时段只能参与一种市场（参与日度调峰市场或中长期月度电能量市场），即 LA 在参与日前调峰市场后则不能按照电能量市场的计划电力曲线进行用电，若按照电能量市场的计划电力曲线进行用电，则不能参与到日前调峰市场进行调峰。

在终端资源调节量与主合同的衔接中，为提高 LA 参与调峰市场的积极性，月度电量合同的考核方式为：LA 在参与日前调峰市场后，该日原有的电力曲线发生变化，LA 根据自身聚合资源的生产生活特性，自行改变后续日期的电力曲线，按照原有月度用电量指标进行月度用电量考核。参与调峰市场的用电量会影响到主合同的月度总用电量，导致其受到电能量市场的考核，考核偏差量惩罚范围设置为合同量的 3%以内。

在月度内以滚动时域综合结算收益最大为目标函数，表达式为：

$$\max F(x)=\sum_{i=1}^{30}\max\{Q_{pi}-Q_{di}\} \tag{4}$$

$$Q_{pi}=x_{1i}(t)(C_{p1}-C_{pc1})+x_{2i}(t)(C_{p2}-C_{pc2}) \tag{5}$$

$$f=\begin{cases}-1 & |\Delta Q^{p}|\leqslant 0.03Q_{m}\\ 1 & |\Delta Q^{p}|>0.03Q_{m}\end{cases} \tag{6}$$

$$Q_{di}=\frac{(f+1)(|\Delta Q^{p}|-0.03Q_{m})D_{q}}{2} \tag{7}$$

式中：Q_{pi} 为第 i 日参与调峰的收益；Q_{di} 为第 i 日的惩罚费用；C_{p1}、C_{p2} 分别为参与可中断和可平移调峰的补贴；C_{pc1}、C_{pc2} 分别为参与可中断和可平移调峰的成本；$x_{1i}(t)$、$x_{2i}(t)$ 分别为第 i 日考核偏差量中的可中断量和可平移量；f 为判断月度结算时偏差量是否在惩罚范围内的量；ΔQ^{p} 为月度偏差考核用电量；Q_{m} 为月度合同购电量；D_{q} 为偏差惩罚价。

3.2 约束条件

（1）电能量市场约束。LA 参与月度电能量市场的结算，用户侧资源以月为时间尺度，签订月度电量合同，即主合同，在当月实际净用电量不超过合同电量时不进行考核，在超过签署合同电量的浮动范围时进行相应的考核惩罚措施，即：

$$Q_{m}=\sum Q_i(t) \tag{8}$$

$$Q_{n}=\Delta Q^{p}+\sum q_i \tag{9}$$

$$q_i=0.25\sum_{t=1}^{96}P_{t,i} \tag{10}$$

$$\Delta Q^{p}=Q_{n}-Q_{m} \tag{11}$$

式中：Q_{n} 为 LA 的月度实际用电量；q_i 为第 i 日的总用电量；$P_{t,i}$ 为第 i 日 t 时段 LA 净用电量，一日分为 96 个时段。

（2）调峰市场约束。在参与电能量市场的同时，LA 还会同步参与到日前调峰市场中，响应系统调控以获取额外效益。LA 参与调峰市场的结算，以日度为单位进行考核结算，参与调峰的调节量是在电能量市场合同基础上发生的额外调节功率，调节量以日前 96 点基线进行考核结算，即：

$$P_{t,i}^{fe}=x_1(t)+x_2(t) \tag{12}$$

$$\begin{cases}x_1^{\min}(t)\leqslant x_1(t)\leqslant x_1^{\max}(t)\\ x_2^{\min}(t)\leqslant x_2(t)\leqslant x_2^{\max}(t)\end{cases} \tag{13}$$

$$x_2(t)=x_2(t+16) \tag{14}$$

$$\eta_1(t)\leqslant P_{t,i}^{fe}\leqslant\eta_2(t) \tag{15}$$

式中：$P_{t,i}^{fe}$ 为第 i 日 t 时段 LA 参与调峰市场的调节量；$x_1(t)$、$x_2(t)$ 分别为考核偏差量中的可中断量和可平移量，其中发生平移调峰时设置为平移 4 h；$x_1^{\max}(t)$、$x_1^{\min}(t)$ 分别为可参与中断量的上下限；$x_2^{\max}(t)$、$x_2^{\min}(t)$ 分别为可参与平移量的上下限。

4　求解流程

在进行收益最大化模型的求解时,在通用代数建模系统(general algebraic modeling system,GAMS)环境下按时间轴滚动优化进行求解,优化过程如图 3 所示。首先,根据历史用电量确定每个时刻的可调容量,根据预测值在合同内签订月度购电量,确定偏差考核范围及罚金;其次,设置约束条件和目标函数;接着,可以得到第 i 日运行的实际负荷、偏差量、最优调峰策略以及第 i+1 日的预测基线值;然后,将第 i 日的实际负荷和调峰收益代入到原有模型内,根据第 i+1 日的预测基线值计算第 i+1 日的调峰策略,并以此类推计算到第 30 天;最后,可得到该 LA 在满足电能量市场偏差考核的情况下,参与调峰的最优策略。

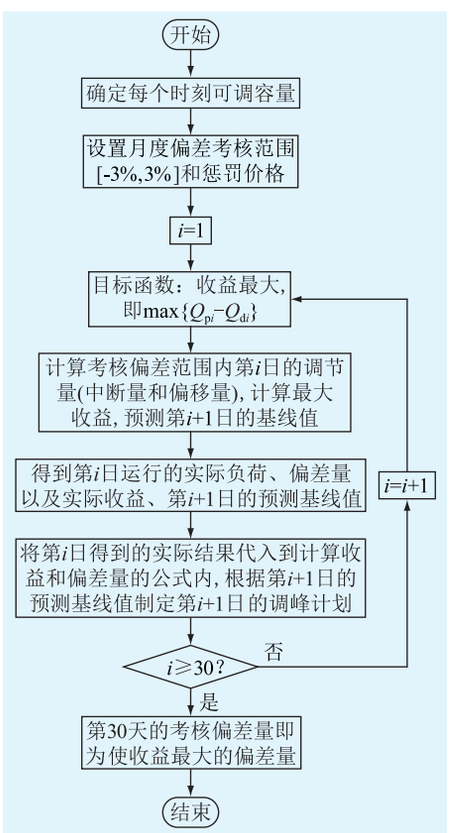

图 3　求解流程

Fig.3　Solution process

5　算例分析

5.1　基础数据

为验证文中模型的有效性,选取某地 LA 实际运行负荷进行仿真分析,时间范围为 1 个月。考虑到气温对 LA 参与调峰量和天数的影响会对基线负荷预测的准确度造成影响,针对历史负荷的选取须进行选择。若预测月与前一月的气温相差较大,调峰量和天数会有明显差异,调峰天数达到 6 d 及以上,则选取前一年预测月的负荷作为基础数据;若预测月与前一月气温相差不大,调峰量和天数不会有较大变化,调峰天数不足 6 d,则利用前一月的历史负荷作为基础数据。

首先进行负荷数据聚类,对该 LA 的历史负荷数据进行聚类,结果如图 4、图 5 所示,其中采样周期为 1 h。

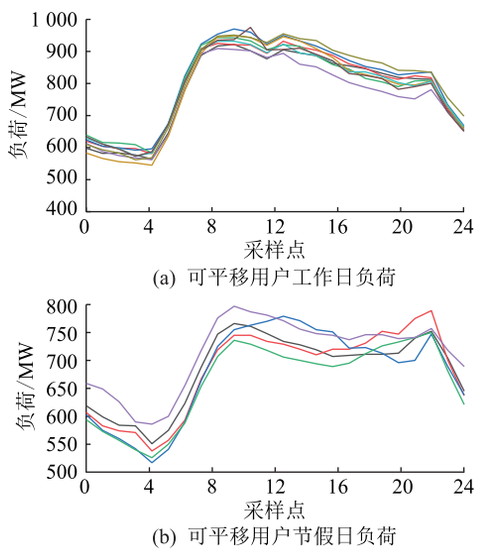

图 4　聚类结果 1

Fig.4　Clustering results 1

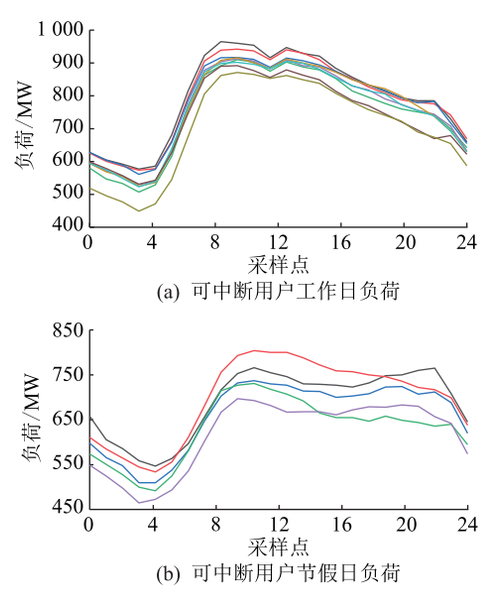

图 5　聚类结果 2

Fig.5　Clustering results 2

LA 参与调峰时既有可中断部分也有可平移部分,将 LA 内部各主体按照参与可中断调峰和可平移调峰分别进行聚类,可得到工作日和节假日 2 类负荷。根据曲线波动情况可以看出工作日、节假日的峰谷平时段不一致,节假日的峰时出现的较晚于

工作日，工作日的负荷波动性强于节假日，但是工作日和节假日的谷时段出现时间基本一致，据此确定峰谷时段如表 1 所示。取参与可中断调节的成本为 550 元/(MW·h)，参与可平移调节的成本为 500 元/(MW·h)，峰时段调峰补贴为 925 元/(MW·h)，谷时段调峰补贴为 585 元/(MW·h)，平时段调峰补贴为 755 元/(MW·h)。

表 1　峰谷平时段划分

Table 1　Divisions of peak, valley and usual

负荷类型	峰时段	谷时段	平时段
工作日	08:00—15:00	23:00—次日 06:00	06:00—08:00、15:00—23:00
节假日	10:00—14:00、21:00—23:00	23:00—次日 07:00	07:00—10:00、14:00—21:00

5.2　调峰潜力分析

选取历史负荷数据中前 30 日数据作为预测模型的训练集，第 31 日的负荷数据作为预测结果的测试集，用以验证基于纵向修正 ARIMA 的预测算法的准确性，如图 6 所示，其中采样周期为 15 min。表 2 为 ARIMA 预测和基于纵向修正 ARIMA 预测的负荷预测结果对比。

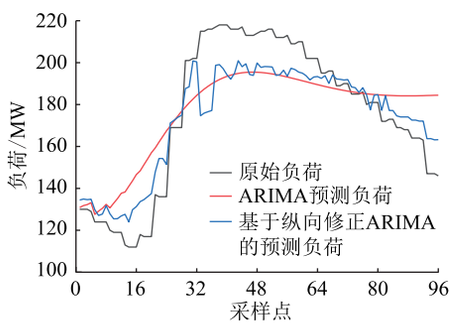

图 6　基于纵向修正 ARIMA 的预测结果

Fig.6　Prediction results based on longitudinal modified ARIMA

表 2　负荷预测指标对比

Table 2　Comparison of load forecasting indicators

指标	ARIMA 预测	基于纵向修正 ARIMA 的预测
平均绝对误差/MW	16.701	11.702
均方误差/MW^2	388.850	211.546
平均绝对百分误差/%	9.554	6.846

结合图 6 与表 2 数据可以看出，基于纵向修正 ARIMA 的预测结果更接近原数据。利用基于纵向修正 ARIMA 的预测算法以及可调潜力的计算方法可得到预测日的基线负荷曲线、上调曲线和下调曲线，如图 7 所示，其中采样点的采样周期为 15 min。上调和下调曲线即为每个时刻的调节容量，根据 LA 各主体不同时刻的调节容量，即各时刻可参与的平移量和中断量，确定该 LA 各时刻参与调峰时的可中断量上下限和可平移量上下限，LA 内的可中断用户和可平移用户参与调峰的中断量和平移量将在此区间内浮动。根据预测的基线值可以确定 LA 参与电能量市场签订的月度合同电量为 510 746 MW，可调负荷占比 38.54%，其中可中断用户的可调占比约 18.18%，可平移用户的可调占比约 20.36%。并在合同内规定月度结算时的惩罚范围为[-3%，3%]，惩罚价格取为 500 元/(MW·h)。

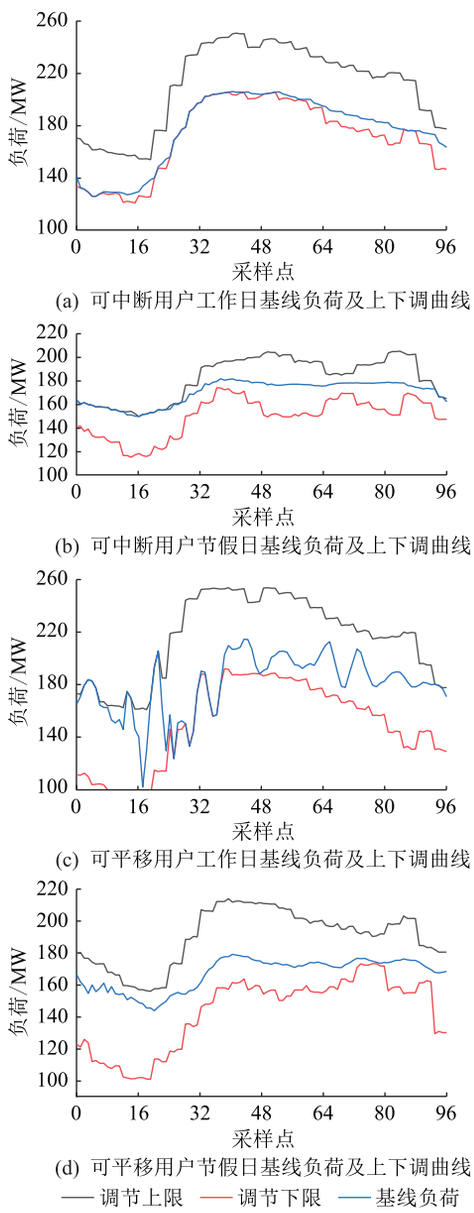

图 7　基线及上下调曲线

Fig.7　Baseline and curves of upward and downward adjustment

5.3　考虑偏差考核策略有效性分析

为验证基于偏差考核机制的 LA 调峰策略的有效性，基于文中算例，对 LA 在电能量市场签订月度

购电量合同时如何参与调峰使得在月末进行偏差考核时收益最大进行计算研究。设置如下场景进行对比分析和评价,采样点的采样周期为 15 min:(1) 场景 1,根据合同购电量分解每日调峰计划,即不滚动优化;(2) 场景 2,考虑偏差考核修正每日调峰计划,即滚动优化。

5.3.1　不同场景运行结果对比及评价

图 8 为 2 种场景的月度调峰优化曲线对比,表 3 为 2 种调峰策略优化结果对比。可见,2 种调峰策略在结算时的偏差量均在合同量偏差惩罚范围内,未产生罚金,调峰收益即为月度总收益,场景 2 的调峰效果更好。场景 1 的月度调峰量只有场景 2 的 36%,但场景 2 相比场景 1 收益提高了 18.5%,且场景 2 的月度偏差量为 2 940.675 MW,小于场景 1 的 3 830.597 MW。再对比表 3 中调节后的峰谷差、负荷率和方差,由于场景 2 中每日的调峰计划都在更新优化,因此其峰谷差和方差更小,负荷率更高,调峰曲线更加平稳。由此可以看出 2 种场景下的策略都可以较好地参与调峰市场,但是场景 2 下的调峰策略更优。

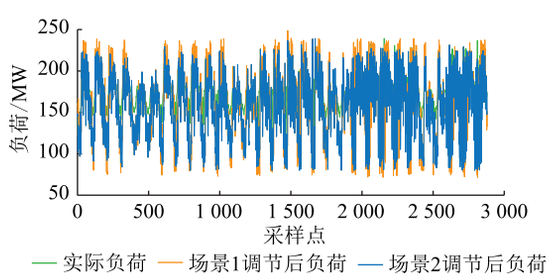

图 8　场景 1 与场景 2 调峰结果对比

Fig.8　Comparison of peak shaving results in scenario 1 and scenario 2

表 3　调峰策略优化结果对比

Table 3　Optimization results comparison of peaking strategies

参数	场景 1	场景 2
偏差量/MW	−3 830.597	−2 940.675
调峰收益/元	6 264 444.540	7 421 241.964
罚金/元	0	0
月度总收益/元	6 264 444.540	7 421 241.964
月度调峰量/MW	14 258.320	39 527.022
峰谷差/MW	157.170	80.000
负荷率/%	0.554	0.883
方差/MW	40.725	18.556

随机选取 30 日中某连续两日的调峰情况进行分析,可以看出场景 2 的调峰策略可以根据最新负荷数据及时调整计划,更加灵活。图 9 和表 4 为场景 1 与场景 2 某两日调峰情况对比。从图 9 可以看出第 i 日 2 种场景下的调峰程度相差不大,但在第 i+1日参与的调峰中,场景 1 下的调峰程度与第 i 日相差不大,场景 2 下相比第 i 日进行了更深的调峰,再结合表 4,场景 2 下的峰谷差小于场景 1,负荷率和方差都大于场景 1,可以看出场景 2 根据第 i 日的调峰情况及时调整了第 i+1 日的调峰计划。因此,利用滚动优化可以及时调整第 i+1 日的调峰计划,在某日即使由于参与调峰或者其他不可测的原因,导致偏差量超出考核范围内,也可以在后面的调峰日中进行调整,使得月末考核偏差量在偏差惩罚范围内,能够保证最大限度的参与调峰。而未进行滚动优化时不能及时调整调峰计划,不够灵活且月末偏差量考核时超出考核范围的风险更大。由此可以看出 LA 采用滚动优化的策略制定调峰计划不仅能深度参与调峰市场并且更有利于自身的利益。

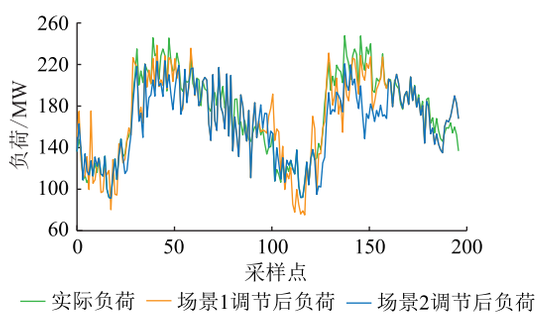

图 9　场景 1 与场景 2 某两日调峰结果对比

Fig.9　Comparison of peak shaving results in scenario 1 and scenario 2 for a two-day

表 4　某两日调峰结果对比

Table 4　Comparison of peak shaving results for a two-day

参数	场景 1		场景 2	
	第 i 日	第 i+1 日	第 i 日	第 i+1 日
峰谷差/MW	158.299	155.850	132.408	128.721
负荷率/%	0.710	0.735	0.744	0.732
方差/MW	39.498	35.597	39.513	32.567

5.3.2　考虑偏差考核的调峰策略

针对 LA 制定调峰策略的滚动优化过程选取典型工作日和节假日的调峰情况,作出如下详细分析。其中,工作日选取了连续的 4 d,节假日选取了周末的 2 d。

图 10 和图 11 分别为模拟 LA 合同月参与调峰典型工作日和节假日的滚动优化情况,“实际负荷”为当日实际参与电能量市场的运行负荷,“调节后负荷”为当日根据优化策略得到的调峰量参与调峰市场后的运行情况。表 5 为工作日和节假日的调峰策略分析,其中峰谷差是选取的几个典型日中峰谷差的最大值;工作日峰时段取负荷值超过 210 MW

的时段，节假日取 180 MW；谷时段取负荷值低于 120 MW 的时段，相同类型日的峰时段和谷时段相同；调节差值取几个典型日中调节差值的最大值。

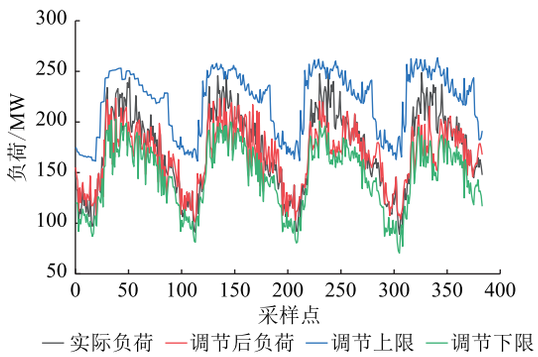

图 10　工作日参与调峰优化

Fig.10　Peak optimization of workday participation

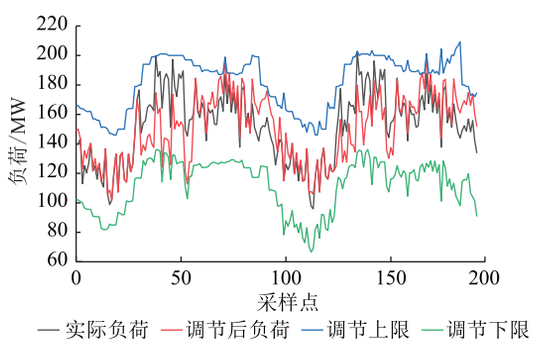

图 11　节假日参与调峰优化

Fig.11　Peak optimization of holiday participation

表 5　调峰策略分析

Table 5　Analysis of peaking strategies

指标	工作日	节假日
调节前峰谷差/MW	248.731	202.766
调节后峰谷差/MW	223.731	201.047
原峰时段	08:30—13:00	09:30—13:00、17:30—18:30
原谷时段	01:00—05:00	02:00—06:00
峰时段调节后差值/MW	-507.000	-448.893
谷时段调节后差值/MW	181.000	100.000

根据图 10 和图 11 可以看出，调节后的曲线趋于平稳，调峰效果良好。由表 5 可以看出，调节后峰谷差变小，工作日峰时段大多出现在 08:30—13:00，节假日峰时段出现时间晚于工作日，但出现了短暂的晚高峰；工作日谷时段出现在 01:00—05:00，早于节假日的 02:00—06:00。由图 10 和图 11 可以看出，调节后的峰时段负荷有所降低，谷时段负荷有所升高，削峰负荷略大于填谷负荷，负荷曲线趋于平稳。其中负荷降低时段既有中断负荷也有平移负荷参与调峰，实际参与量根据策略优化的利益最大进行分配，主要与中断和平移的成本以及调峰补贴价格相关，负荷升高的时段均为谷时段，是峰时段降负荷后的平移。由此可以验证采用滚动优化策略参与调峰市场，可以使负荷曲线趋于平稳且调峰效果良好。

6　结论

文中针对 LA 同时参与调峰市场和电能量市场时面临的考核结算重复、调峰收益降低等问题，以月度滚动时域综合结算收益最大为目标，提出了基于纵向修正 ARIMA 的 LA 潜力计算与调峰策略，基于测试算例，得出如下结论：

（1）通过基于纵向修正 ARIMA 预测算法构建的 LA 调峰潜力计算模型可以有效预测调峰潜力，为调峰策略制定提供良好的数据支持。

（2）文中所提滚动优化调峰策略可有效提高收益，促进电网安全稳定运行，基于算例，相较于合同分解方式，收益提升约为 23.7%，LA 的峰谷差约降低 10%。

（3）文中制定的考虑偏差考核的结算方式可以有效帮助 LA 参与电力市场交易，厘清市场边界。后续将继续开展各种有利的调峰策略来调动需求侧用户参与调峰的积极性，维护电网稳定运行。

参考文献：

[1] 曾鸣，马嘉欣，许彦斌，等. “双碳”目标下虚拟电厂参与调峰产品交易的机制与路径探索[J]. 价格理论与实践，2021(10)：9-14.
ZENG Ming，MA Jiaxin，XU Yanbin，et al. Mechanism and path exploration of virtual power plant participating in peaking product trading under carbon peaking and carbon neutrality goal[J]. Price：Theory & Practice，2021(10)：9-14.

[2] 王彩霞，时智勇，梁志峰，等. 新能源为主体电力系统的需求侧资源利用关键技术及展望[J]. 电力系统自动化，2021，45(16)：37-48.
WANG Caixia，SHI Zhiyong，LIANG Zhifeng，et al. Key technologies and prospects of demand-side resource utilization for power systems dominated by renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems，2021，45(16)：37-48.

[3] 曾博，杨雍琦，段金辉，等. 新能源电力系统中需求侧响应关键问题及未来研究展望[J]. 电力系统自动化，2015，39(17)：10-18.
ZENG Bo，YANG Yongqi，DUAN Jinhui，et al. Key issues and research prospects for demand-side response in alternate electrical power systems with renewable energy sources[J]. Automation of Electric Power Systems，2015，39(17)：10-18.

[4] 吴裕生. 基于用户侧负荷优化的有源配电网可靠性评估[D]. 广州：华南理工大学，2017.
WU Yusheng. Active distribution system reliability evaluation based on load optimization of user-side[D]. Guangzhou：South China University of Technology，2017.

[5] 贾海清,林延平,刘茹,等. 考虑需求侧无功不确定性的负荷聚合商运营优化模型[J]. 太阳能学报,2022,43(6):17-23.
JIA Haiqing,LIN Yanping,LIU Ru,et al. Load aggregator operation optimization model considering demand response uncertainty[J]. Acta Energiae Solaris Sinica,2022,43(6):17-23.

[6] 钱科军,谢鹰,张新松,等. 考虑充电负荷随机特性的电动汽车充电网络模糊多目标规划[J]. 电网技术,2020,44(11):4404-4414.
QIAN Kejun,XIE Ying,ZHANG Xinsong,et al. Fuzzy multi-objective optimization of electric vehicle charging network with stochastic characters of charging load[J]. Power System Technology,2020,44(11):4404-4414.

[7] 张华鲁,严干贵,石杰,等. 蓄热式电采暖柔性负荷特性建模及可调潜力研究[J]. 高电压技术,2022,48(6):2108-2116.
ZHANG Hualu, YAN Gangui, SHI Jie, et al. Research on the characteristics modeling and adjustable potential of regenerative electric heating flexible load[J]. High Voltage Engineering, 2022,48(6):2108-2116.

[8] 朱伟业,罗毅,胡博,等. 考虑采暖建筑用户热负荷弹性与分时电价需求侧响应协同的电热联合系统优化调度[J]. 电力系统保护与控制,2022,50(9):124-135.
ZHU Weiye, LUO Yi, HU Bo, et al. Optimized combined heat and power dispatch considering the coordination of heat load elasticity and time-of-use demand response[J]. Power System Protection and Control,2022,50(9):124-135.

[9] LI Y,ZHANG H X,ZHOU G,et al. Real-time synchronous data visualization for wide area power systems[C]//2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI^2). Beijing,China. IEEE,2018:1-6.

[10] FAB C,C X Z,QIN X A,et al. Aggregator-based demand response mechanism for electric vehicles participating in peak regulation in valley time of receiving-end power grid[J]. Global Energy Interconnection,2020,3(5):453-463.

[11] 孙毅,毛烨华,李泽坤,等. 面向电力大数据的用户负荷特性和可调节潜力综合聚类方法[J]. 中国电机工程学报,2021,41(18):6259-6271.
SUN Yi,MAO Yehua,LI Zekun,et al. A comprehensive clustering method of user load characteristics and adjustable potential based on power big data[J]. Proceedings of the CSEE, 2021,41(18):6259-6271.

[12] HU Q R,FANG X,LI F X,et al. An approach to assess the responsive residential demand to financial incentives[C]//2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting. Denver,CO. IEEE,2015:1-5.

[13] 涂京,周明,宋旭帆,等. 居民用户参与电网调峰激励机制及优化用电策略研究[J]. 电网技术,2019,43(2):443-453.
TU Jing, ZHOU Ming, SONG Xufan, et al. Research on incentive mechanism and optimal power consumption strategy for residential users' participation in peak shaving of power grid [J]. Power System Technology,2019,43(2):443-453.

[14] 徐耀松,叶雨洁,王雨虹,等. 基于横纵向集成学习的短期负荷预测方法[J/OL]. 控制工程,2022:1-9[2022-12-12]. https://doi.org/10.14107/j.cnki.kzgc.20200697.
XU Yaosong, YE Yujie, WANG Yuhong, et al. A short-term load forecasting method based on integrated horizontal and vertical learning [J/OL]. Control Engineering,2022:1-9[2022-12-12]. https://doi.org/10.14107/j.cnki.kzgc.20200697.

[15] 郭崇,王征,纪建伟. 需求侧响应下的电力负荷预测模型的改进[J]. 科学技术与工程,2016,16(20):186-190.
GUO Chong, WANG Zheng, JI Jianwei. The improvement of power load prediction model in the case of demand side response [J]. Science Technology and Engineering, 2016, 16 (20):186-190.

[16] 赵书强,吴杨,李志伟,等. 考虑风光出力不确定性的电力系统调峰能力及经济性分析[J]. 电网技术,2022,46(5):1752-1761.
ZHAO Shuqiang,WU Yang,LI Zhiwei,et al. Analysis of power system peaking capacity and economy considering uncertainty of wind and solar output[J]. Power System Technology,2022, 46(5):1752-1761.

[17] 邓婷婷,娄素华,田旭,等. 计及需求响应与火电深度调峰的含风电系统优化调度[J]. 电力系统自动化,2019,43(15):34-41.
DENG Tingting,LOU Suhua,TIAN Xu,et al. Optimal dispatch of power system integrated with wind power considering demand response and deep peak regulation of thermal power units[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43 (15):34-41.

[18] 吕泉,杜思瑶,刘乐,等. 东北辅助服务市场下热电厂配置电锅炉调峰的经济性分析[J]. 电力系统自动化,2019,43(20):49-56,81.
LYU Quan, DU Siyao, LIU Le, et al. Economic analysis on peak shaving of combined heat and power plant with electric boilers in auxiliary service market of northeast China[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(20):49-56,81.

[19] LIU G D,TOMSOVIC K. Quantifying spinning reserve in systems with significant wind power penetration[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2012,27(4):2385-2393.

[20] 张敏,王建学,王秀丽,等. 面向新能源消纳的调峰辅助服务市场双边交易机制与模型[J]. 电力自动化设备,2021,41(1):84-91.
ZHANG Min, WANG Jianxue, WANG Xiuli, et al. Bilateral trading mechanism and model of peak regulation auxiliary service market for renewable energy accommodation[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(1):84-91.

[21] 胡弘,韦化,李昭昱. 风电接入下核电参与电力系统调峰的协调优化模型[J]. 电力自动化设备,2020,40(5):31-39.
HU Hong,WEI Hua,LI Zhaoyu. Coordinated optimization model considering nuclear power participating in peak load regulation of power system with wind power[J]. Electric Power Automation Equipment,2020,40(5):31-39.

[22] 程基峰,负靖洋,严正,等. 富余风电参与调峰权交易的电力市场均衡分析[J]. 电网技术,2019,43(8):2702-2710.
CHENG Jifeng,YUN Jingyang,YAN Zheng,et al. Equilibrium

analysis of peak regulation right trading market between wind farms and thermal power plants considering deep peak regulation[J]. Power System Technology,2019,43(8):2702-2710.

[23] 邓婷婷,娄素华,田旭,等. 计及需求响应与火电深度调峰的含风电系统优化调度[J]. 电力系统自动化,2019,43(15):34-41.
DENG Tingting,LOU Suhua,TIAN Xu,et al. Optimal dispatch of power system integrated with wind power considering demand response and deep peak regulation of thermal power units[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(15):34-41.

[24] 江岳文,韦嘉睿. 考虑用户侧参与的调峰辅助服务费用分摊机制[J]. 电力自动化设备,2022,42(4):41-47.
JIANG Yuewen,WEI Jiarui. Allocation mechanism of peak-shaving auxiliary service cost considering consumer side participation[J]. Electric Power Automation Equipment,2022,42(4):41-47.

[25] 施泉生,马思源,任洪波,等. 基于优先级排序的用户侧电网调峰机制[J]. 科学技术与工程,2020,20(30):12436-12442.
SHI Quansheng,MA Siyuan,REN Hongbo,et al. Mechanism of grid peak-shaving at user side based on priority sequencing[J]. Science Technology and Engineering,2020,20(30):12436-12442.

[26] 史普鑫,史沛然,王佩雯,等. 华北区域电力调峰辅助服务市场分析与运行评估[J]. 电力系统自动化,2021,45(20):175-184.
SHI Puxin,SHI Peiran,WANG Peiwen,et al. Analysis and operation evaluation of power peak-shaving ancillary service market in North China[J]. Automation of Electric Power Systems,2021,45(20):175-184.

[27] 薛晨,任景,马晓伟,等. 面向高比例新能源消纳的西北调峰辅助服务市场机制及实践[J]. 中国电力,2021,54(11):19-28.
XUE Chen,REN Jing,MA Xiaowei,et al. Mechanism of peak regulation auxiliary electricity market in the presence of high-penetration renewable energy and its practice in northwest China[J]. Electric Power,2021,54(11):19-28.

作者简介:

周颖

周颖(1993),女,硕士,工程师,从事电力需求侧管理与智能用电相关工作(E-mail:hgzhouying@163.com);

石坤(1984),男,硕士,工程师,从事电力需求侧管理与智能用电相关工作;

李德智(1982),男,硕士,高级经济师,从事用电与能效相关工作。

Calculation of load aggregator potential and peak regulation strategy based on longitudinal modified ARIMA

ZHOU Ying[1], SHI Kun[1], LI Dezhi[1], CHEN Songsong[1], DOU Xun[2], YAN Sheng[3]

(1. Beijing Key Laboratory of Demand-Side Multi-Energy Complementary Optimization and Supply-Demand Interaction Technology (China Electric Power Research Institute),Beijing 100192,China;
2. College of Electrical Engineering and Control Science,Nanjing Tech University,Nanjing 211816,China;
3. State Grid Corporation of China,Beijing 100031,China)

Abstract:In response to the exist problems such as the lack of accuracy in load forecasting leading to large errors in contracted power purchases, and the ambiguous market boundaries leading to duplication in assessment and settlement when load aggregators organize demand-side resources to participate in the peaking market and the electricity energy market, a load aggregator potential calculation and peaking strategy based on the longitudinal modified autoregressive integrated moving average (ARIMA) model is proposed. Firstly, the longitudinal modified ARIMA forecasting algorithm is applied to forecast the load baseline for obtaining the model of peak regulation potential of load aggregators, thus exploring the adjustable capacity of demand-sideresources to provide a database for power market trading. Secondly, the load deviation assessment method of electric energy market and peak shaving market is formulated, and the load aggregator peak shaving model considering the deviation assessment is constructed with the goal of maximizing the monthly rolling time domain comprehensive settlement income. Finally, the proposed method is analyzed based on the monthly historical load data of load aggregators in a typical region. The results show that the proposed load aggregator peak shaving strategy considering load deviation assessment can improve the peak shaving revenue of aggregators by about 23.7% and reduce the load aggregator peak-to-valley difference of about 10%, which verifies the rationality and effectiveness of the method.

Keywords:adjustable potential;longitudinal correction;autoregressive integrated moving average (ARIMA) model;rolling optimization;peak shaving strategy;deviation assessment

(编辑　方晶)