考虑多重分时电价和效益潜力的电力储能系统调度策略

杨贺钧[1],时瑞廷[1],马英浩[1],马 静[2],沈玉明[2]
(1. 合肥工业大学 新能源利用与节能安徽省重点实验室,安徽 合肥 230009;
2. 国网安徽省电力有限公司经济技术研究院,安徽 合肥 230071)

摘要:电力储能系统接入电网在保证电力系统安全稳定运行方面具有诸多优势,执行储能系统调度策略能够实现削峰填谷,并从中获得经济效益。在不同的分时电价下,储能系统调度策略获得的经济效益往往具有差异性,因此定量研究不同分时电价下储能系统调度策略的效益潜力,对提高电力系统的整体经济效益具有重要意义。建立了考虑多重分时电价的储能系统调度策略效益潜力评估模型,量化储能系统调度策略在多重分时电价下的经济效益。以2018年某地的实际负荷数据为分析对象,采用改进粒子群优化算法验证所提储能系统调度策略的有效性,分析结果表明,所提储能系统调度策略效益潜力评估模型对提高电力系统的经济效益具有实用价值。

关键词:分时电价;电力储能系统;调度策略;效益潜力;粒子群优化算法
中图分类号:TM 734 **文献标志码:**A DOI:10.16081/j.epae.202108006

0 引言

随着全球能源需求量的不断增加以及智能电网的快速发展,如何满足用户日益增长的电力需求、提高电力系统的可靠性、实现系统经济运行已成为国内外的研究热点[1]。近年来,电网运营商采用分时(TOU)电价策略引导用户主动改变传统的供需模式[2]。为了充分利用分时电价,部分学者提出使用电力储能系统ESS(Energy Storage System)为配电网络供能的思路,电价较高时ESS优先放电为配电网络供电,电价较低时ESS优先通过电网充电,通过"谷充峰放"策略对ESS进行合理调度,极大地降低了运营成本,提高了电网综合能源利用效率,因此ESS特别适用于电价水平较高的用户侧[3]。由于分时电价方案的制定对ESS调度策略有重要的影响,本文将计及多重分时电价方案对ESS调度策略的影响,其主要体现在ESS调度策略的效益潜力评估模型中。

ESS具有显著提高电网能量利用效率的潜力,被视为实现电网削峰填谷、提高电网稳定性的有效手段[4]。很多国内外学者提出了关于ESS的调度方案:文献[5]对储能电池的动态能量特性进行建模,以最大化分时电价下ESS及电力储能市场的经济收益为目标函数,制定了储能电池的充放电策略;文献[6]通过将分时电价下的需求响应与分布式储能相结合,建立了考虑负荷变动的ESS优化运行模型,对ESS出力进行调控从而有效实现电网经济安全运行;文献[7]建立了考虑需求响应的区域综合能源系统模型,并利用ESS实现削峰填谷、降低运行成本的优化目标。上述研究模型仅从单一分时电价方案角度分析需求侧负荷,计及需求响应对ESS调度的影响,导致ESS充放电决策未必能使系统获得最优经济效益,而综合考虑多重分时电价对ESS调度策略的影响,对进一步提高系统整体的经济效益具有重要的意义。

为了研究基于多种需求响应的微电网经济调度问题,文献[8]对含ESS、各类分布式电源的微电网进行建模,从ESS经济调度的角度对分时电价方案和实时电价策略进行选取;文献[9]对含光伏发电的家庭负荷调度问题进行建模,比较了不同电价机制影响下ESS调度的经济性。上述研究综合考虑了不同电价机制下ESS策略的经济性,但每种电价机制下仅分析一种电价策略,难以量化同种电价机制下不同电价策略对ESS调度策略的影响。文献[10-11]建立了基于不同分时电价方案的消费行为模型,根据用户的消费特点定义了多重指标,但仅侧重于计及需求响应的经济性评估,未分析ESS调度带来的经济效益,更无法评估多重分时电价方案下ESS调度策略的效益潜力。

随着储能技术的发展逐渐成熟,其经济性愈发成为评估电力市场中ESS价值的关键指标,对ESS调度策略进行经济性评估是提高储能收益、减少投资成本的重要理论依据。综上所述,本文建立了考虑多重分时电价方案的ESS调度策略效益潜力评估模型,综合考虑多重分时电价对ESS调度策略的影

收稿日期:2021-02-25;**修回日期:**2021-06-10
基金项目:国家自然科学基金资助项目(51607051);中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(PA2021KCPY0053);安徽省自然科学基金资助项目(1908085QE237)
Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51607051), the Fundamental Research Funds for the Central Universities(PA2021KCPY0053) and Anhui Provincial Natural Science Foundation(1908085QE237)

响，并量化ESS调度策略在多重分时电价方案下的效益潜力。此外，本文提出基于压缩因子自修正的改进粒子群优化PSO（Partical Swarm Optimization）算法，其在迭代初期具有较强的全局搜索能力，在后期具有较精确的局部搜索能力，能够有效避免PSO算法在处理高维问题时易陷入局部最优的问题。

1　需求侧电价弹性模型

1.1　时段划分模型

ESS可用作高效的需求侧管理资源，实现削峰填谷，即在用电高峰时段将其作为电源为用户供电，在非高峰时段利用其吸收来自电网的电能[12]，因此时段划分将直接影响ESS的调度策略。本文采用*K*-means聚类算法进行时段划分，该算法将具有较高相似性的元素归为同一高质量聚类，而各聚类之间的相似性较低。

电力市场采用的分时电价机制是根据不同时期电网的实际负荷需求制定的，在经典日负荷功率曲线模型中，通常根据负荷功率值大小将时段划分为峰、平、谷3类[13]。

K-means聚类算法的目的是使各元素与各自聚类中心间的误差平方和最小，目标函数[11]可表示为：

$$J=\sum_{j=1}^{M}\sum_{i=1}^{n}\left\|\boldsymbol{x}_i^{(j)}-\boldsymbol{c}_j\right\|^2 \tag{1}$$

式中：$\left\|\boldsymbol{x}_i^{(j)}-\boldsymbol{c}_j\right\|^2$为元素$\boldsymbol{x}_i^{(j)}$与聚类中心$\boldsymbol{c}_j$之间的测量距离，将其作为元素分类的指标；$n$为元素总数；$M$为聚类中心数量。

1.2　需求价格弹性

需求价格弹性的定义为：商品需求量随着商品价格的变化而变化的程度大小，数值上表现为商品需求变化量与价格变化量的百分比关系。则需求价格弹性[14]可表示为：

$$\rho_{ij}=\frac{\Delta Q_i/Q_{i0}}{\Delta p_j/p_{j0}}\quad i,j\in\{1,2,3\} \tag{2}$$

$$\Delta Q_i=Q_i-Q_{i0},\ \ \Delta p_j=p_j-p_{j0}$$

式中：$i,j=1,2,3$分别对应峰、平、谷时段；ρ_{ij}为弹性系数，表示j时段电价p_j的变化百分比对i时段用电需求量Q_i的变化百分比产生的影响；Q_{i0}为i时段的初始用电需求量；p_{j0}为j时段的初始电价；ΔQ_i为实施分时电价方案后i时段需求侧用户用电需求变化量；Δp_j为实施分时电价方案后j时段的电价变化量。

据此建立需求侧电价响应模型[12]为：

$$\begin{bmatrix}\Delta Q_1/Q_{10}\\ \Delta Q_2/Q_{30}\\ \Delta Q_3/Q_{30}\end{bmatrix}=\boldsymbol{E}\begin{bmatrix}\Delta p_1/p_{10}\\ \Delta p_2/p_{20}\\ \Delta p_3/p_{30}\end{bmatrix} \tag{3}$$

$$\boldsymbol{E}=\begin{bmatrix}\rho_{11} & \rho_{12} & \rho_{13}\\ \rho_{21} & \rho_{22} & \rho_{23}\\ \rho_{31} & \rho_{32} & \rho_{33}\end{bmatrix}$$

式中：$\boldsymbol{E}$为基于弹性系数构造的电价弹性矩阵。

则需求侧用户在执行分时电价方案后的用电需求量可根据弹性系数求得，如式（4）所示。

$$Q_i=Q_{i0}\left(1+\sum_{j=1}^{3}\rho_{ij}\frac{\Delta p_j}{p_{j0}}\right) \tag{4}$$

2　考虑分时电价影响的ESS调度策略效益潜力评估方法

执行分时电价方案能直接影响ESS的调度决策，进而影响ESS调度的运行经济性。然而，基于不同分时电价方案的ESS调度决策所获得的经济效益往往具有差异性，目前关于基于分时电价方案的ESS最优经济调度的研究较充分[8]，但主要基于单一分时电价方案，未考虑多重分时电价方案对ESS决策的影响，更无法定量描述ESS决策经济性的变化。据此，本文对多重分时电价方案下ESS调度策略的效益潜力进行研究，以便为提高ESS调度策略的经济效益提供参考。

2.1　基于等步长迭代的多重分时电价生成算法

本文首先采用等步长迭代方法生成多重分时电价方案。为了方便研究，在以等步长形式生成i时段电价时，规定其余时段电价由分时电价方案决定，目标是使负荷峰谷差最小化。则在S种分时电价方案中，分别包含S个峰时段电价、平时段电价和谷时段电价。设Δp为迭代步长，则i时段电价的生成模型为：

$$p_{s,i}=p_{s-1,i}+\Delta p\quad s=2,3,\cdots,S \tag{5}$$

式中：$p_{s,i}$和$p_{s-1,i}$分别为分时电价方案s、$s-1$下i时段的电价。

以峰时段电价（即$p_{s,1}$）为例，则生成分时电价方案的示意图如图1所示，图中电价单位为元/（kW·h）。由图可看出，$p_{s,1}$随着s的增加而线性递增，即$p_{s,1}=p_{1,1}+(s-1)\Delta p$，平、谷时段电价由分时电价方案计算。

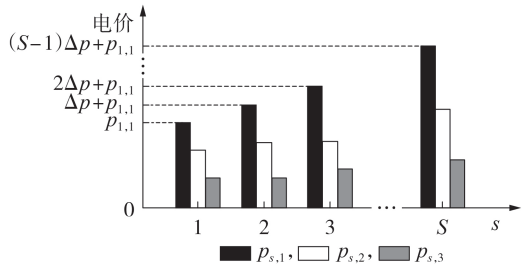


图1　基于等步长迭代的分时电价方案生成示意图

Fig.1　Schematic diagram of TOU electricity price scheme generation based on equal step iteration

由于ESS调度策略的充放电决策主要集中于峰时段、谷时段以进行“谷充峰放”，故本文以峰时段

（即$i=1$）电价进行等步长迭代，以$p_{s,1}$为参考研究各分时电价方案下ESS调度策略的收益变化、效益潜力。

2.2 考虑多重分时电价的ESS调度策略的效益潜力评估模型

本文构建了考虑多重分时电价的ESS调度策略的效益潜力评估模型，以定量描述ESS在多重分时电价方案下的调度潜力。设$E_{\Sigma,1}(p_{s,1})$为$p_{s,1}$下ESS总放电量，将$p_{s,1}$按照从小到大的顺序排序，则电价-储能放电量数据对可表示为$\{(p_{1,1},E_{\Sigma,1}(p_{1,1})),(p_{2,1},E_{\Sigma,1}(p_{2,1})),\cdots,(p_{S,1},E_{\Sigma,1}(p_{S,1}))\}$。

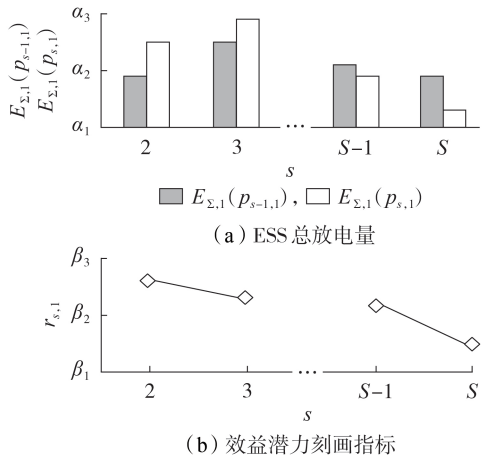
设$r_{s,i}$为i时段分时电价方案s与方案$s-1$之间的收益变化量随电价变化的趋势，用于刻画分时电价方案s下ESS调度策略的效益潜力。$r_{s,i}>0$表示分时电价方案s下ESS的调度潜力为正，若提高i时段电价，则ESS调度收益增加，以峰时段为例，即峰时段的放电量增加；$r_{s,i}<0$表示分时电价方案s下ESS的调度潜力为负，若继续提高i时段电价，则ESS调度收益减少，以峰时段为例，即峰时段的放电量减少。则峰时段下ESS调度策略的效益潜力刻画指标$r_{s,i}$可表示为：

$$r_{s,i}=\frac{p_{s,i}E_{\Sigma,i}(p_{s,i})-p_{s-1,i}E_{\Sigma,i}(p_{s-1,i})}{p_{s,i}-p_{s-1,i}}\delta_{s,i} \tag{6}$$

$$\delta_{s,i}=1-\min\left\{1,\frac{\max\{Q_3(p_{s,i})\}}{\max\{Q_1(p_{s,i})\}}\right\} \tag{7}$$

式中：$\delta_{s,i}$为分时电价方案s下i时段ESS被调度的经济性约束因子；$Q_1(p_{s,i})$、$Q_3(p_{s,i})$分别为当分时电价为$p_{s,i}$时实施调度策略前峰、谷时段的负荷用电量。ESS调度策略的效益潜力刻画指标$r_{s,i}$的计算思路如附录A图A1所示。

以峰时段（即$i=1$）为例，ESS在该时段实施的调度策略和效益潜力如图2所示。图中α_1、α_2、α_3和β_1、β_2、β_3均为常数量。由图可知，ESS根据分时电价方案的不同，在峰时段实施不同的调度策略，则效益潜力也不同。



（a）ESS总放电量

（b）效益潜力刻画指标

图2 峰时段下ESS调度策略的效益潜力刻画指标

Fig.2 Benefit potential characterization index of ESS scheduling strategy under peak period

例如：当$r_{s,1}>0$，提高峰时段电价$p_{s,1}$时，ESS的放电量增加，效益潜力将会增加，且当$r_{s,1}$较大时，$E_{\Sigma,1}(p_{s,1})$将存在明显增加的趋势，而当$r_{s,1}$较小时，$E_{\Sigma,1}(p_{s,1})$与$E_{\Sigma,1}(p_{s-1,1})$之间不存在明显的差距。需要注意的是，当且仅当$\delta_{s,1}=0$时，$Q_1(p_{s,1})=Q_3(p_{s,1})$，若峰时段ESS放电量继续增加，负荷功率曲线的最大值将在谷时段出现，为了避免这种现象，应减少ESS在峰时段的放电量，这将导致效益潜力降低。

对于ESS所有者而言，利用效益潜力刻画指标有利于判断各分时电价方案下ESS的经济性是否存在增长空间；对于电网运营商而言，利用该指标有利于分析改变特定分时电价方案时ESS充放电功率的变化情况。

2.3 ESS的经济效益模型

2.3.1 ESS的充放电模型

为了描述基于分时电价方案的ESS调度策略的经济效益，本文首先建立ESS的充放电模型。设C_p为购电成本，B_p为售电收益，其值可分别根据式（8）和式（9）计算得到。

$$C_p=\sum_{t\in t_C}E_{ch}(t)p(t) \tag{8}$$

$$B_p=\sum_{t\in t_D}E_{dch}(t)p(t) \tag{9}$$

$$E_{ch}(t)=\begin{cases}P_{ch}(t)\Delta t & t\in t_C\\ 0 & \text{其他}\end{cases} \tag{10}$$

$$E_{dch}(t)=\begin{cases}P_{dch}(t)\Delta t & t\in t_D\\ 0 & \text{其他}\end{cases} \tag{11}$$

$$S_{SOC}(t)=S_{SOC}(t-1)+\frac{\eta_c E_{ch}(t)-E_{dch}(t)/\eta_d}{U_s} \tag{12}$$

式中：t_C、t_D分别为充电、放电时段；$E_{ch}(t)$为第t小时ESS从电网吸收的充电电量；$E_{dch}(t)$为第t小时ESS向电网释放的放电电量；$p(t)$为第t小时的电价；$P_{ch}(t)$、$P_{dch}(t)$分别为第t小时ESS的充、放电功率；Δt为单位时间间隔；η_c、η_d分别为ESS的充、放电效率，且有$\eta_c\in(0,1)$，$\eta_d\in(0,1)$；U_s为ESS的最大容量；$S_{SOC}(t)$、$S_{SOC}(t-1)$分别为第t、$t-1$小时ESS的荷电状态（SOC）。

2.3.2 ESS的损耗成本模型

ESS的损耗成本主要与其运行状态和循环寿命有关，本文利用放电深度D_{DoD}作为主变量计算ESS的损耗成本$C_{deg}(D_{DoD})$和充放电循环寿命$L(D_{DoD})$，表达式分别为[15]：

$$C_{deg}(D_{DoD})=\frac{C_B\left|P_B(t)\right|T}{2L(D_{DoD})U_s D_{DoD}\eta_c\eta_d}=\frac{C_B}{2L(D_{DoD})\eta_c\eta_d} \tag{13}$$

$$L(D_{\mathrm{DoD}})=\alpha D_{\mathrm{DoD}}^{-\beta}\mathrm{e}^{-\gamma D_{\mathrm{DoD}}} \tag{14}$$

式中：C_{B}为ESS的替换成本；$P_{\mathrm{B}}(t)$为第t小时ESS的充放电功率；T为充放电时间；α、β、γ为函数系数。需注意的是，式(13)非线性，仅能计算放电深度为D_{DoD}时ESS的损耗成本，例如：将ESS从SOC为100%放电至SOC为80%，则其损耗成本为$C_{\mathrm{deg}}(20\%)$。在实时操作中ESS的损耗成本如式(15)所示[15]。

$$C_{\mathrm{deg},t}^{\mathrm{BESS}}=\left|C_{\mathrm{deg}}(D_{\mathrm{DoD}}(t))-C_{\mathrm{deg}}(D_{\mathrm{DoD}}(t-1))\right| \tag{15}$$

式中：$C_{\mathrm{deg},t}^{\mathrm{BESS}}$为第$t$小时ESS的充放电损耗成本；$D_{\mathrm{DoD}}(t)$、$D_{\mathrm{DoD}}(t-1)$分别为第$t$、$t-1$小时ESS的放电深度。例如：将ESS由SOC为80%继续放电至SOC为50%，则第t小时ESS的放电损耗应为$C_{\mathrm{deg}}(50\%)-C_{\mathrm{deg}}(20\%)$，而不是$C_{\mathrm{deg}}(30\%)$。

2.4　ESS调度策略的优化目标

对于ESS所有者而言，其目标是通过参与电力市场来最大化ESS的收益，从而回收投资成本。故本文中ESS调度策略的优化目标是最大化ESS的售电净利润，目标函数的表达式为：

$$F_{\mathrm{f1}}=\max\left\{B_{\mathrm{p}}-C_{\mathrm{p}}-\sum_{t\in t_{\mathrm{C}}\cup t_{\mathrm{D}}}C_{\mathrm{deg},t}^{\mathrm{BESS}}\right\} \tag{16}$$

2.5　约束条件

本文所述ESS调度策略中需满足如下约束条件。

1）SOC约束。ESS的SOC不得超过规定的SOC最大值$S_{\mathrm{SOC}}^{\max}$，也不得低于规定的SOC最小值$S_{\mathrm{SOC}}^{\min}$，即：

$$y_1=S_{\mathrm{SOC}}(t)-S_{\mathrm{SOC}}^{\min}\geqslant 0 \tag{17}$$

$$y_2=S_{\mathrm{SOC}}^{\max}-S_{\mathrm{SOC}}(t)\geqslant 0 \tag{18}$$

2）充电、放电功率约束。ESS的充电、放电功率分别不得高于充电功率最大值$P_{\mathrm{ch}}^{\max}$和放电功率最大值$P_{\mathrm{dch}}^{\max}$，即：

$$y_3=P_{\mathrm{ch}}^{\max}-P_{\mathrm{ch}}(t)\geqslant 0 \tag{19}$$

$$y_4=P_{\mathrm{dch}}^{\max}-P_{\mathrm{dch}}(t)\geqslant 0 \tag{20}$$

3）激励收益约束。作为激励措施，ESS调度策略的售电净利润必须为正数，即：

$$y_5=B_{\mathrm{p}}-C_{\mathrm{p}}-\sum_{t\in t_{\mathrm{C}}\cup t_{\mathrm{D}}}C_{\mathrm{deg},t}^{\mathrm{BESS}}>0 \tag{21}$$

4）负荷功率约束。优化后负荷功率$P_{\mathrm{load}}(t)$的最大值$P_{\mathrm{load}}^{\max}(t)$应不高于优化前负荷功率$P'_{\mathrm{load}}(t)$的最大值$P'^{\max}_{\mathrm{load}}(t)$，即：

$$y_6=P'^{\max}_{\mathrm{load}}(t)-P_{\mathrm{load}}^{\max}(t)\geqslant 0 \tag{22}$$

5）峰谷倒置约束。为了保证提高峰时段电价后，ESS在峰时段的放电量和在谷时段的充电量不至于过多而导致峰谷倒置，规定峰时段负荷功率的最大值$P_{\mathrm{load,p}}^{\max}$不低于谷时段负荷功率的最大值$P_{\mathrm{load,l}}^{\max}$，即：

$$y_7=P_{\mathrm{load,p}}^{\max}-P_{\mathrm{load,l}}^{\max}\geqslant 0 \tag{23}$$

3　基于压缩因子自修正的改进PSO算法

3.1　压缩因子自修正的生成方法

PSO算法因具有参数设置简单、计算量相对较小的特点[16]，常被用于解决电力系统中的诸多优化问题，但传统PSO算法存在容易陷入局部最优的缺点[17]。为此，本文提出了基于压缩因子自修正的改进PSO算法，兼顾了算法的全局搜索和局部精确搜索能力，且在一定程度上提高了算法的收敛速度。

在PSO算法中，设$X_{a,m}^{(k)}(\boldsymbol{P})$、$V_{a,m}^{(k)}(\boldsymbol{P})$（$\boldsymbol{P}=[P_{\mathrm{ess}}(1),P_{\mathrm{ess}}(2),\cdots,P_{\mathrm{ess}}(24)]$为决策变量，$P_{\mathrm{ess}}(t)$（$t=1,2,\cdots,24$）为第$t$小时ESS的调度功率）分别为第$k$次迭代中粒子$a$第$m$个维度的位置变量、速度变量，$L_{a,m}^{(k)}(\boldsymbol{P})$为第$k$次迭代中粒子$a$第$m$个维度的局部最佳位置，$L_{\mathrm{g},m}^{(k)}(\boldsymbol{P})$为第$k$次迭代中粒子第$m$个维度的全局最佳位置，$r_{1,m}^{(k)}$、$r_{2,m}^{(k)}$为随机数，且有$r_{1,m}^{(k)}\sim\mathrm{U}[0,1]$，$r_{2,m}^{(k)}\sim\mathrm{U}[0,1]$，则第$k$+1次迭代中粒子$a$的速度和位置更新为：

$$\begin{cases}V_{a,m}^{(k+1)}(\boldsymbol{P})=\lambda_k[V_{a,m}^{(k)}(\boldsymbol{P})+\\ \qquad c_1r_{1,m}^{(k)}(L_{a,m}^{(k)}(\boldsymbol{P})-X_{a,m}^{(k)}(\boldsymbol{P}))+\\ \qquad c_2r_{2,m}^{(k)}(L_{\mathrm{g},m}^{(k)}(\boldsymbol{P})-X_{a,m}^{(k)}(\boldsymbol{P}))]\\ X_{a,m}^{(k+1)}(\boldsymbol{P})=X_{a,m}^{(k)}(\boldsymbol{P})+V_{a,m}^{(k+1)}(\boldsymbol{P})\end{cases} \tag{24}$$

式中：c_1、c_2为学习因子；λ_k为压缩因子。

速度变量$V_{a,m}^{(k)}(\boldsymbol{P})$与PSO算法的计算精度关系密切，为此本文通过具有自修正特性的压缩因子来改善速度变量以优化计算精度。学习因子c_1、c_2分别决定了粒子个体经验和群体经验对粒子自身运动轨迹的相对影响[16]，其取值较大时有利于全局搜索，取值较小时有利于进行局部精确搜索，本文所采用的学习因子修正方程如下：

$$c_d=(c_{d,\min}-c_{d,\max})\frac{k}{k_{\max}}+c_{d,\max}\quad d\in\{1,2\} \tag{25}$$

式中：c_d为修正后的学习因子；$c_{d,\min}$、$c_{d,\max}$分别为学习因子c_d的最小值、最大值，且有$c_{1,\max}=c_{2,\max}=2.05$，$c_{1,\min}=c_{2,\min}=1.5$；$k_{\max}$为最大迭代次数。

随着迭代次数的增加，$V_{a,m}^{(k)}(\boldsymbol{P})$主要受$\lambda_k$影响，为了保证算法的局部搜索能力，$\lambda_k$有如下形式：

$$\lambda_k=\lambda_0^{2^{\frac{k_{\max}}{k_{\max}-k/2}}-1} \tag{26}$$

$$\lambda_0=\frac{2}{\left|2-c_{\mathrm{pr}}-\sqrt{c_{\mathrm{pr}}^2-4c_{\mathrm{pr}}}\right|} \tag{27}$$

$$c_{\mathrm{pr}}=c_{1,\max}+c_{2,\max} \tag{28}$$

3.2　基于分时电价方案的ESS适应度函数

基于分时电价方案的ESS适应度函数可表示为：

$$F(\boldsymbol{P})=-F_{\mathrm{f1}}+(\varphi_0+k)^{\xi}H(\boldsymbol{P}) \tag{29}$$

$$H(\boldsymbol{P})=\sum_{l=1}^{N_{\mathrm{c}}}h[q_l(\boldsymbol{P})]q_l^{r[q_l(\boldsymbol{P})]}(\boldsymbol{P}) \tag{30}$$

$$q_l(\boldsymbol{P})=\max\{0,-y_l(\boldsymbol{P})\}\quad l=1,2,\cdots,N_c \tag{31}$$

$$r[q_l(\boldsymbol{P})]=\begin{cases}1 & q_l(\boldsymbol{P})<1\\ 2 & q_l(\boldsymbol{P})\geqslant 1\end{cases} \tag{32}$$

$$h[q_l(\boldsymbol{P})]=\begin{cases}10 & q_l(\boldsymbol{P})<0.01\\ 20 & 0.01\leqslant q_l(\boldsymbol{P})<0.1\\ 100 & 0.1\leqslant q_l(\boldsymbol{P})<1\\ 300 & \text{其他}\end{cases} \tag{33}$$

式中：φ_0、ξ为常数；$H(\boldsymbol{P})$为惩罚因子；$y_l(\boldsymbol{P})$为式(17)—(23)所示约束条件；N_c为约束条件数量。

3.3 基于压缩因子自修正的改进PSO算法流程

基于压缩因子自修正的改进PSO算法的流程图如附录A图A2所示，具体步骤如下。

1)初始化粒子的位置与速度变量，设k=0，随机数$R_{a,m}$满足U[0,1]分布。初始化公式为：

$$\begin{cases}X_{a,m}^{(0)}(\boldsymbol{P})=R_{a,m}(X_{\max}-X_{\min})+X_{\min}\\ V_{a,m}^{(0)}(\boldsymbol{P})=R_{a,m}(V_{\max}-V_{\min})+V_{\min}\end{cases} \tag{34}$$

式中：$X_{\max}$、$X_{\min}$分别为粒子位置的最大值、最小值；$V_{\max}$、$V_{\min}$分别为粒子速度的最大值、最小值。

2)初始化局部最佳变量及全局最佳变量。将每个粒子的初始位置设为各局部最佳位置变量，如$L_{a,m}^{(0)}(\boldsymbol{P})=X_{a,m}^{(0)}(\boldsymbol{P})$，然后确定所有粒子中适应度最小的粒子位置$X_{\mathrm{d}}^{(0)}(\boldsymbol{P})$，将其设为全局最佳位置变量$L_{\mathrm{g},m}^{(k)}(\boldsymbol{P})$，即$L_{\mathrm{g},m}^{(k)}(\boldsymbol{P})=X_{\mathrm{d}}^{(0)}(\boldsymbol{P})$。

3)更新速度、位置变量。

4)第k+1次迭代后，计算全部粒子的适应度，即$F[X_a^{(k+1)}(\boldsymbol{P})]$。

5)若$F[X_a^{(k+1)}(\boldsymbol{P})]<F[L_{a,m}^{(k)}(\boldsymbol{P})]$，则更新局部最佳位置变量$L_{a,m}^{(k+1)}(\boldsymbol{P})=X_a^{(k+1)}(\boldsymbol{P})$；否则，$L_{a,m}^{(k+1)}(\boldsymbol{P})=L_{a,m}^{(k)}(\boldsymbol{P})$。

6)筛选$F[X_a^{(k+1)}(\boldsymbol{P})]$最小值，与第$k$次迭代全局最佳适应度$F[L_{a,m}^{(k)}(\boldsymbol{P})]$进行比较，若$F[L_{a,m}^{(k+1)}(\boldsymbol{P})]<F[L_{\mathrm{g},m}^{(k)}(\boldsymbol{P})]$，则$L_{\mathrm{g},m}^{(k+1)}(\boldsymbol{P})=L_{a,m}^{(k+1)}(\boldsymbol{P})$；否则，$L_{\mathrm{g},m}^{(k+1)}(\boldsymbol{P})=L_{\mathrm{g},m}^{(k)}(\boldsymbol{P})$。

7)判断是否满足收敛标准，若满足，则结束迭代并转至步骤8)；否则，令k=k+1，并转至步骤3)。

8)输出全局最佳变量$L_{\mathrm{g},m}^{(k)}(\boldsymbol{P})$。

4 算例分析

4.1 基础数据

本文算例选取2018年4个地区的负荷数据为研究对象，设单位时间间隔为1 h；初始电价为0.65元/(kW·h)，经济性约束因子δ=0.062，边际成本为0.35元/(kW·h)[18]。各地区ESS的初始SOC为50%，$S_{\mathrm{SOC}}^{\max}$=90%，$S_{\mathrm{SOC}}^{\min}$=20%；充电效率η_{c}和放电效率η_{d}均为95%。ESS的具体参数设置如附录A表A1所示。4个地区典型日负荷曲线见附录A图A3，时段划分结果如表1所示。

表1 各地区时段划分结果

Fig.1 Time division results of each region

地区	时段划分		
	峰	平	谷
A	07:00—12:00	01:00—02:00,06:00—07:00,12:00—23:00	00:00—01:00,02:00—06:00,23:00—24:00
B	07:00—12:00	01:00—02:00,06:00—07:00,12:00—23:00	00:00—01:00,02:00—06:00,23:00—24:00
C	07:00—12:00	01:00—07:00,12:00—14:00,19:00—24:00	00:00—01:00,14:00—19:00
D	06:00—10:00	01:00—06:00,10:00—12:00,18:00—23:00	00:00—01:00,12:00—18:00,23:00—24:00

4.2 执行分时电价方案后ESS调度策略的经济性分析

上述4个地区的分时电价如表2所示。各地区实施ESS调度策略前、后的日负荷曲线如图3所示。由图3可知，相较于实施ESS调度策略前，实施ESS调度策略后的峰谷差值减小，说明ESS调度策略有效地实现了“削峰填谷”。

表2 4个地区的分时电价

Table 2 TOU electricity price of four regions

地区	电价/[元·(kW·h)$^{-1}$]		
	峰时段	平时段	谷时段
A	0.8058	0.6462	0.3632
B	0.7064	0.6404	0.4693
C	0.8410	0.6213	0.3779
D	0.9658	0.6916	0.3500

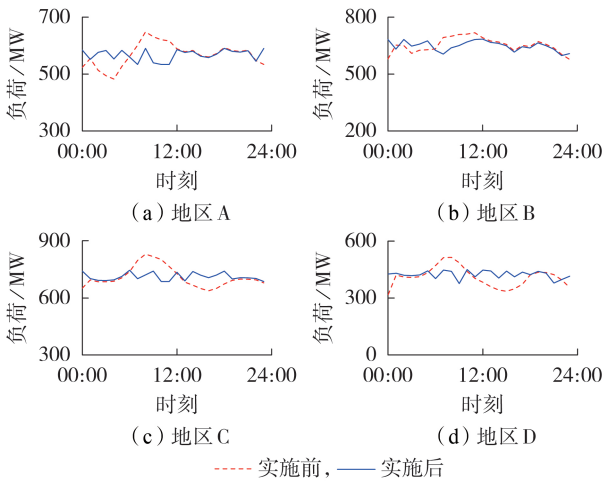


图3 实施ESS调度策略前、后的日负荷曲线

Fig.3 Daily load curves before and after implementing ESS scheduling strategy

以地区A为例，采用常数压缩因子、常数学习因子和自修正压缩因子时的适应度值收敛曲线如图4所示。由图可知，随着迭代次数的增加，相较于常数压缩因子、常数学习因子，采用自修正压缩因子时的适应度值更小，可见局部范围内的搜索精度更高，不易陷入局部收敛。由收敛结果可知，相较于传统算

法，本文所提改进PSO算法更精确。

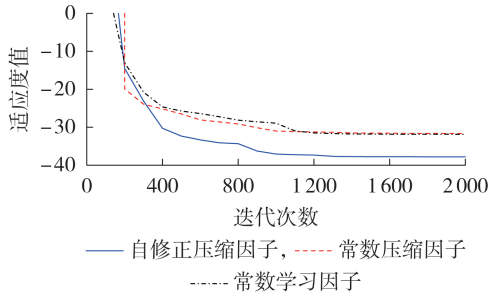


图4　适应度值收敛曲线

Fig.4　Convergence curves of fitness value

各地区实施ESS调度策略后的净利润和实施分时电价方案前、后及ESS调度策略后的负荷功率峰谷差结果见表3。由表可知，所提ESS调度策略对具有不同特点的日负荷曲线均有减小其功率峰谷差的作用，且所产生的净利润得以回收投资运营成本。

表3　实施ESS调度策略后的净利润和负荷功率峰谷差

Table 3　Net profit and peaking and valley difference of load power after implementing ESS scheduling strategy

地区	实施ESS调度策略后的净利润／元	负荷功率峰谷差／MW		
		实施分时电价方案前	实施分时电价方案后	实施ESS调度策略后
A	37987.1	134.970	56.608	56.6030
B	21346.9	139.738	86.862	86.8620
C	31502.7	192.998	60.132	60.1320
D	38825.6	196.560	77.986	74.3546

各地区ESS的具体充放电功率见图5，功率大于0表示充电，小于0表示放电。由图可看出，ESS在谷时段的充放电量之和大于0，而在峰时段的充放电量之和小于0，这表示ESS在电价较低的谷时段充电并进行储存，而在电价较高的峰时段放电并出售，同时ESS在24 h内的充放电量之和为0，即需求侧用户的日用电量不变。对于地区A与地区B，谷时段主要位于峰时段之前，故ESS的充电时刻多在谷时段，放电时刻集中于峰时段，平时段的充电量、放电量基本为0；对于地区C与地区D，谷时段主要位于峰时段之后，故ESS将先于峰时段放电，从而在电价较低的谷时段能继续储能，在后续时段放电。

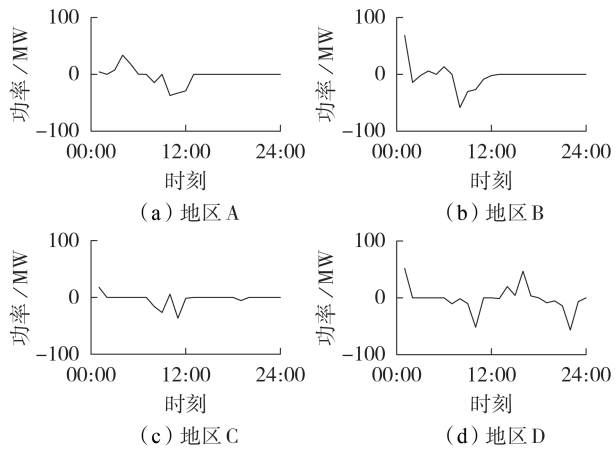


图5　各地区ESS的充放电功率

Fig.5　Charging and discharging power of ESS for each region

4.3　计及多重分时电价方案的ESS调度策略分析

本节研究多重分时电价方案对ESS调度策略结果的影响。各地区在不同时段的总充电量（数值大于0）、总放电量（数值小于0）与峰时段电价之间的关系如图6所示。以地区A为例，由图6(a)可知：当峰时段电价为0.71元／(kW·h)，略高于初始电价0.65元／(kW·h)时，峰时段放电量为73.077 1 MW·h，若峰时段放电量增大，则将取得更高的经济效益，因此在提高峰时段电价的前期，峰时段放电量将增大；当电价提高至0.79元／(kW·h)时，相较于电价为0.71元／(kW·h)时，峰时段放电量增大了55.66%；

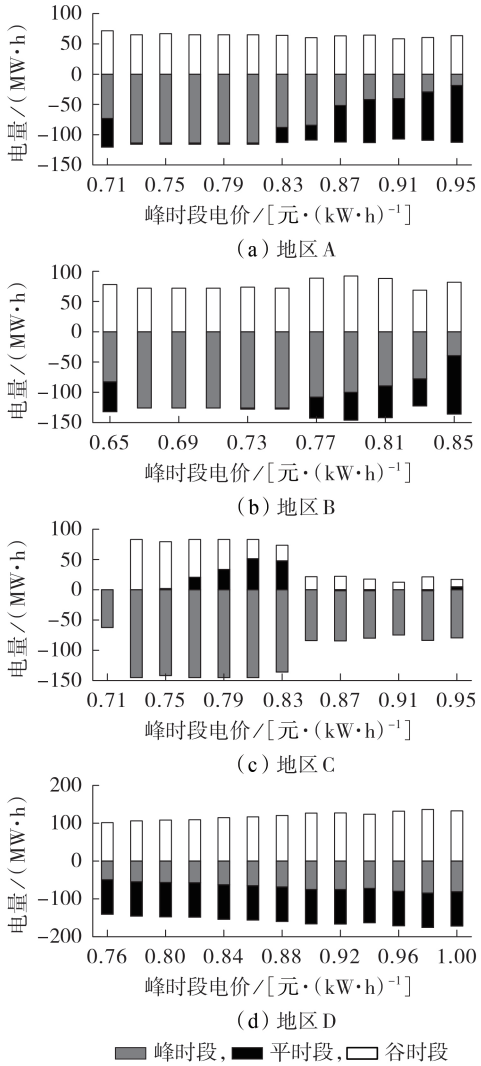


图6　峰时段电价对ESS调度策略的影响

Fig.6　Influence of peak period electricity price on ESS scheduling strategy

若以峰时电价0.81元/(kW·h)为基准继续提高峰时段电价,则峰时段总放电量将呈下降趋势,由113.75 MW·h(电价为0.81元/(kW·h))最终降低至18.679 4 MW·h(电价为0.95元/(kW·h)),降幅为83.58%,而平时段放电量占全时段总放电量的比例增加。

需要注意的是,ESS调度策略在峰时段的放电量不应随峰时段电价的提高而单调递增,否则将会出现谷时段负荷明显高于峰时段负荷的现象,即可能出现峰谷倒置。

4.4 计及多重分时电价影响的ESS调度策略的经济性分析

计及多重分时电价影响时不同峰时段电价 $p_{s,1}$ 下ESS调度策略的效益潜力刻画指标 $r_{s,1}$ 和ESS被调度的经济性约束因子 $\delta_{s,1}$ 结果如图7所示。

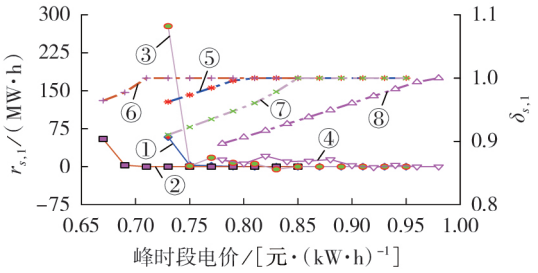


图7 不同的峰时段电价下$r_{s,1}$和$\delta_{s,1}$的结果

Fig.7 Results of $r_{s,1}$ and $\delta_{s,1}$ with different peak period electricity prices

分析图7可知:谷时段的最大负荷功率与峰时段的最大负荷功率的比值呈现递增,表明若峰时段放电量单调递增则更容易发生峰谷倒置现象,同时经济性约束因子 $\delta_{s,1}$ 单调递减,当 $\max\{Q_3(p_{s,1})\}>\max\{Q_1(p_{s,1})\}$,即经济性约束因子 $\delta_{s,1}=0$ 时,$r_{s,1}$ 收敛至0;当各地区的 $r_{s,1}>0$,即在峰时段电价 $p_{s,1}$ 较低时,$p_{s,1}$ 的变化对ESS调度策略的经济激励程度较高,若提高 $p_{s,1}$,则ESS倾向于在峰时段售电以获得更高的经济收益,因此放电量增加;随着 $p_{s,1}$ 增大,$r_{s,1}$ 减小,若 $r_{s,1}<0$,则电价变化对ESS调度策略的经济性激励程度减小,峰时段的经济效益将呈下降趋势,即此时 $p_{s,1}$ 的提高不利于ESS在峰时段放电,ESS优先进行调峰。对比图6可以发现,$r_{s,1}$ 证明了ESS调度策略在各电价方案下的变化规律。

5 结论

为了定量研究多重分时电价方案下ESS调度策略的经济潜力,本文提出了基于多重分时电价方案的ESS调度效益潜力评估模型,描述基于多重分时电价的ESS调度策略的变化特点,量化分时电价方案下ESS调度策略的效益潜力,并以ESS谷充峰放的经济效益为调度目标,验证了ESS调度策略的可行性,所得结论如下。

1)基于分时电价方案的ESS充放电决策可以降低负荷峰谷功率差,维持电网稳定,同时通过谷充峰放产生相应的经济效益,有效地降低了投资成本。

2)本文建立了ESS调度策略的效益潜力评估模型以描述ESS调度策略在不同电价方案下的效益潜力:当峰时段电价接近初始电价时,峰时段放电量较低,提高峰时段电价可提高ESS调度策略的效益潜力,通过增加放电量以获取更高的收益;随着峰时段电价进一步升高,ESS调度策略的效益潜力下降,此时放电量减少。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

参考文献:

[1] CUI H T,LI F X,FANG X,et al. Bilevel arbitrage potential evaluation for grid-scale energy storage considering wind power and LMP smoothing effect[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy,2018,9(2):707-718.

[2] 吴勇,吕林,许立雄,等. 考虑分时电价时段划分的微电网优化配置[J]. 电测与仪表,2020,57(11):55-62.
WU Yong,LÜ Lin,XU Lixiong,et al. Optimal planning of micro-grid considering time division of TOU[J]. Electrical Measurement & Instrumentation,2020,57(11):55-62.

[3] 邬明亮. 分时电价政策下电气化铁路储能的经济性[J]. 电力自动化设备,2020,40(6):191-197.
WU Mingliang. Economy of energy storage in electrified railway under time-of-use price policy[J]. Electric Power Automation Equipment,2020,40(6):191-197.

[4] 李军徽,张嘉辉,穆钢,等. 计及负荷峰谷特性的储能调峰日前优化调度策略[J]. 电力自动化设备,2020,40(7):128-133,140.
LI Junhui,ZHANG Jiahui,MU Gang,et al. Day-ahead optimal scheduling strategy of peak regulation for energy storage considering peak and valley characteristics of load[J]. Electric Power Automation Equipment,2020,40(7):128-133,140.

[5] GU C H,YAN X H,YAN Z,et al. Dynamic pricing for responsive demand to increase distribution network efficiency[J]. Applied Energy,2017,205:236-243.

[6] 王守相,张善涛,王凯,等. 计及分时电价下用户需求响应的分布式储能多目标优化运行[J]. 电力自动化设备,2020,40(1):125-132.
WANG Shouxiang,ZHANG Shantao,WANG Kai,et al. Multi-objective optimal operation of distributed energy storage considering user demand response under time-of-use price[J]. Electric Power Automation Equipment,2020,40(1):125-132.

[7] 杨海柱,李梦龙,江昭阳,等. 考虑需求侧电热气负荷响应的区域综合能源系统优化运行[J]. 电力系统保护与控制,2020,48(10):30-37.
YANG Haizhu,LI Menglong,JIANG Zhaoyang,et al. Optimal operation of regional integrated energy system considering demand side electricity heat and natural-gas loads response[J]. Power System Protection and Control,48(10):30-37.

[8] 郝文斌,李银奇. 不同电价机制下含光伏发电的家庭负荷调度经济性研究[J]. 电力系统保护与控制,2017,45(17):34-42.
HAO Wenbin,LI Yinqi. Economic study of household load scheduling of a smart home with photovoltaic system under

different pricing mechanisms[J]. Power System Protection and Control,2017,45(17):34-42.

[9] ZHAO L,YANG Z Y,LEE W J. The impact of Time-Of-Use (TOU) rate structure on consumption patterns of the residential customers[J]. IEEE Transactions on Industry Applications,2017,53(6):5130-5138.

[10] JEONG H C,KANG B O. Development of characterization and clustering method of daily load profiles for Time-Of-Use (TOU) tariff structure[C]//2019 IEEE Power & Energy Society General Meeting(PESGM). Atlanta,GA,USA:IEEE,2019:1-5.

[11] 张超,左高,腾振山,等. 基于需求侧响应的配电网优化调度研究[J]. 智慧电力,2020,48(2):53-57,91.
ZHANG Chao,ZUO Gao,TENG Zhenshan,et al. Optimal dispatch of distribution network considering demand response[J]. Smart Power,2020,48(2):53-57,91.

[12] 汪磊,杨贺钧,马英浩,等. 考虑多重评价指标的多时段分时电价优化模型[J]. 中国电力,2019,52(6):54-59.
WANG Lei,YANG Hejun,MA Yinghao,et al. Optimization model of multi-period time of use strategy considering multiple assessment indices[J]. Electric Power,2019,52(6):54-59.

[13] 陈巨龙,黄剑平,张裕,等. 基于用户行为的分时电价时段划分和价格制定[J]. 电力大数据,2020,23(3):69-76.
CHEN Julong,HUANG Jianping,ZHANG Yu,et al. Time division and price setting of time-of-use electricity price based on user behavior[J]. Power Systems and Big Data,2020,23(3):69-76.

[14] 徐广达,张利,梁军,等. 基于设备用电特征的居民电力需求价格弹性评估[J]. 电力系统自动化,2020,44(13):48-55.
XU Guangda,ZHANG Li,LIANG Jun,et al. Estimation of price elasticity for residential electricity demand based on electricity consumption features of appliances[J]. Automation of Electric Power Systems,2020,44(13):48-55.

[15] WANG B,ZHANG C,DONG Z Y. Interval optimization based coordination of demand response and battery energy storage system considering SOC management in a microgrid[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy,2020,11(4):2922-2931.

[16] LEI K Y. A highly efficient particle swarm optimizer for super high-dimensional complex functions optimization[C]// 2014 IEEE 5th International Conference on Software Engineering and Service Science. Beijing,China:IEEE,2014:310-313.

[17] 艾欣,李一铮,王坤宇,等. 基于混沌模拟退火粒子群优化算法的电动汽车充电站选址与定容[J]. 电力自动化设备,2018,38(9):9-14.
AI Xin,LI Yizheng,WANG Kunyu,et al. Locating and sizing of electric vehicle charging station based on chaotic simulated annealing particle swarm optimization algorithm[J]. Electric Power Automation Equipment,2018,38(9):9-14.

[18] YANG Hejun,WANG Lei,MA Yinghao. Optimal time of use electricity pricing model and its application to electrical distribution system[J]. IEEE Access,2019,7:123558-123568.

作者简介:

杨贺钧

杨贺钧(1985—),男,安徽阜阳人,副教授,博士,主要研究方向为电力系统规划和可靠性、需求响应(**E-mail**:cquyhj@126.com);

时瑞廷(1997—),男,安徽蚌埠人,硕士研究生,主要研究方向为电力需求响应(**E-mail**:ruitingshi97@163.com);

马英浩(1989—),男,河北唐山人,讲师,博士,通信作者,研究方向为电力系统可靠性评估、运行调度(**E-mail**:yinghao_ma@126.com)。

(编辑　陆丹)

Scheduling strategy of electric energy storage system considering multiple time-of-use electricity prices and potential benefit

YANG Hejun[1],SHI Ruiting[1],MA Yinghao[1],MA Jing[2],SHEN Yuming[2]

(1. Anhui Province Key Laboratory of Renewable Energy Utilization and Energy Saving, Hefei University of Technology,Hefei 230009,China;

2. Institute of Economy and Technology,State Grid Anhui Electric Power Co.,Ltd.,Hefei 230071,China)

Abstract:The grid-connection of electric ESS(Energy Storage System) has many advantages in ensuring the safe and stable operation of power system. The implementation of ESS scheduling strategy can realize peak-load shifting and obtain economic benefits from it. Under different TOU(Time-Of-Use) electricity prices,the economic benefits of ESS scheduling strategy are often different. Therefore,it is of great significance to quantitatively study the potential benefit of ESS scheduling strategy under different TOU electricity prices to improve the overall economic benefits of power system. The potential benefit evaluation model of ESS scheduling strategy considering multiple TOU electricity prices is established to quantify the economic benefits of ESS scheduling strategy under multiple TOU electricity prices. Taking the actual load data of a certain place in 2018 as the analysis object,the improved particle swarm optimization algorithm is adopted to verify the validity of the proposed ESS scheduling strategy. The analysis results show that the proposed potential benefit evaluation model of ESS scheduling strategy is of practical value to improve the economic benefits of power system.

Key words:time-of-use electricity prices;electric energy storage system;scheduling strategy;potential benefit;particle swarm optimization algorithm

附录 A

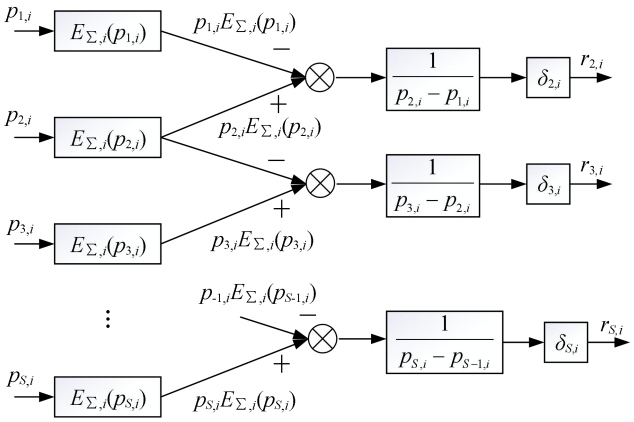


图 A1 $r_{s,i}$ 的计算思路

Fig.A1 Generation process of $r_{s,i}$

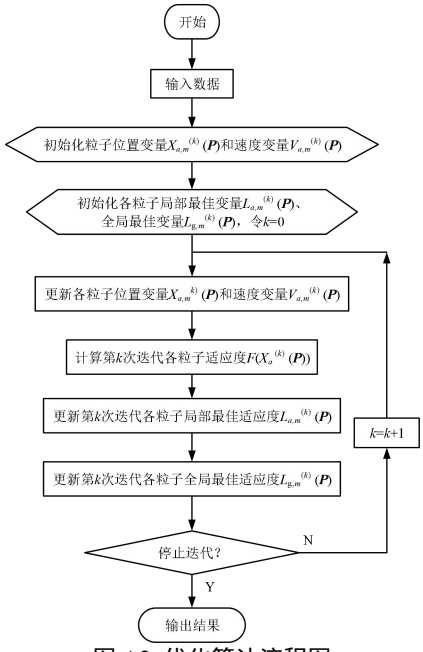


图 A2 优化算法流程图

Fig.A2 Flowchart of optimization algorithm

表 A1 储能系统参数

Table A1 Parameters of energy storage

地区	ESS 单位容量成本/[元·(kW·h)$^{-1}$]	ESS 容量/(MW·h)	额定功率/MW	系数		
				α	β	γ
A	1800	162.5	81.25	4980	1.98	0.016
B	1800	180	90	4980	1.98	0.016
C	1800	207.5	103.75	4980	1.98	0.016
D	1800	130	65	4980	1.98	0.016

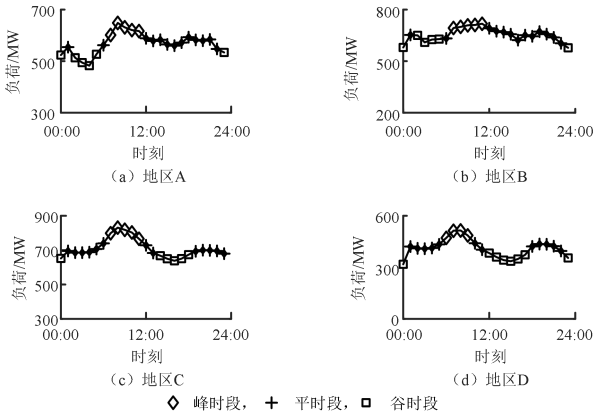


图 A3 4 个地区的典型日负荷曲线

Fig.A3 Typical daily load curves for four regions