DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.191160

一种基于火焰传播模型的储能容量优化方法

唐小波，邓 凯，冯雨龙，李 雯，包宇庆

(南京师范大学电气与自动化工程学院，江苏 南京 210023)

摘要：基于配电网中大规模分布式储能部署的愿景，为了平衡储能投资与消纳新能源、保障负荷供电以及电价套利带来的的多重收益，有必要对储能容量优化配置进行研究。提出一种基于改进火焰传播模型的储能分区方法，通过构造节点的可燃度、火焰传播的风向、火焰传播的速度等指标，得到储能分区结果。然后，基于上述分区结果，以分区内储能年净收益最大为目标函数建立容量优化模型，并采用整数规划方法对模型进行求解。最后，以 IEEE 33 节点配电网系统为例，验证所提模型的有效性和可行性。算例结果表明：合理配置储能容量可以提高规划的经济性；所提模型可以提高光伏就地消纳能力和配电网供电可靠性。

关键词：储能；配电网；容量优化；火焰传播模型；分区；经济性

An energy storage capacity optimization method based on a flame propagation model

TANG Xiaobo, DENG Kai, FENG Yulong, LI Wen, BAO Yuqing

(School of Electrical and Automation Engineering, Nanjing Normal University, Nanjing 210023, China)

Abstract: Given the vision of large-scale deployment of a grid-connected distributed Energy Storage System (ESS) in the distribution network, it is necessary to study the capacity optimization of ESS for striking a balance among investment, Renewable Energy (RE) consumption, power supply security and price arbitrage. In this paper, an ESS partition model based on an improved flame propagation model is proposed. The results of ESS partition are obtained by constructing indices such as the flammability of nodes, the wind direction of flame propagation, and the speed of flame propagation. Then, an optimization method for ESS capacity in partition is established. This is to maximize the annual net profit and an integer programming method is used to solve the model. Finally, the effectiveness and feasibility of the method are verified by conducting case studies on the IEEE 33 bus distribution network system. The case study results show that the rational configuration of ESS capacity can improve the economy of planning, and the proposed method can improve Photovoltaic (PV) local consumption ability and power supply reliability of the distribution network.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51707099), Science and Technology Project of State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd. (No. J2019055), and Undergraduate Scientific and Technological Innovation Project of Jiangsu Province (No. KYCX19_0801).

Key words: energy storage; distribution network; capacity optimization; flame propagation model; partition; economic

0 引言

近年来，分布式电源(DG)大量接入配电网，当 DG 出力较高时功率将会过剩，出现“弃风”、“弃光”现象，造成资源浪费。此外，随着社会发展，用户对供电可靠性要求越来越高，配电网中由于线路或者变压器故障带来的经济损失日益增大。储能系统具有响应速度快、功率吞吐能力强以及选址不受限制的特点，在消纳新能源和保障负荷供电方面具有良好的应用前景[1-2]。但由于目前储能投资成本相对较高[3]，经济效益不明显。因此需要对分布式储能容量优化配置进行研究，探索大规模分布式储能部署下的经济效益。

目前，已有大量学者做了关于储能容量优化配

基金项目：国家自然科学基金项目资助(51707099)；国网江苏省电力有限公司科技项目资助(J2019055)；江苏省研究生科研创新项目资助(KYCX19_0801)

置研究。总的来说，分布式储能应用场景主要包括电源侧[4]、电网侧[5-7]和用户侧[8]。电源侧储能可以用于消纳大规模新能源、辅助常规机组参与系统调频等；电网侧储能可以发挥调峰、调频以及应急响应等作用；用户侧储能可以发挥峰谷电价套利以及缓解电网建设的作用。此外，现有研究一般以总成本最优或者经济效益最优目标函数，建立分布式储能容量优化模型。文献[9]建立以配电网节点电压波动最小以及储能装置经济性最优为目标的多目标函数模型。文献[10-12]分析了配网中分布式储能在辅助服务、削峰填谷、节省总网损成本、峰谷套利、提高电网可靠性以及减少碳排放等方面的经济价值，以年收益最大为目标函数，建立考虑多重价值的容量优化模型。

上述文献对大规模分布式储能系统接入电网侧和用户侧的经济效益评估进行了大量的研究分析。但现有储能容量优化方法往往仅从功率平衡的角度考虑储能的容量需求，忽略了储能的接入位置和服务半径与储能容量之间的耦合关系。储能容量越大，服务半径越大，同时投资也越大；储能容量越小，服务半径也越小，在提高供电可靠性等方面的效益也将降低。同时储能布点及服务半径与电网的电压分布、网损紧密相关。鲜有从综合优化储能容量与服务半径的角度考虑储能的优化配置，以获取更高的经济效益。另外，现有研究大多基于智能算法进行模型求解[13-16]，计算过程比较复杂，工程实用性有限。

基于此，本文提出了一种基于改进火焰传播模型的储能容量优化方法。在传统火焰传播模型的基础上，考虑了配电网接地负荷类型、网络拓扑结构和储能功率极限等因素，并且引入节点可燃度、火焰传播风向、火焰传播速度等指标协调优化储能容量、服务半径以及经济效益三者之间的关系，建立基于改进火焰传播模型的储能分区方法。在储能分区的基础上，给出一种实用的储能功率求解方法，该方法简单易行，具有工程实用性。在储能功率已知前提下，综合考虑电量效益、可靠性效益以及电价效益，以年净收益最大为目标函数建立储能容量优化模型。利用 IEEE 33 节点配网系统验证所提分区方法和容量优化模型的可行性和有效性。

1　储能容量优化模型

1.1 目标函数

本文综合考虑储能系统效益及成本，以规划水平年内年净收益最大为目标，确定储能系统的容量。工程实际中配置储能系统功率、容量一般为整数，因此运用整数规划方法求取储能系统最优容量，其目标函数为

$$\max f\left(P_{\mathrm{ESS}},E_{\mathrm{ESS}}\right)=f_1+f_2+f_3-f_4 \tag{1}$$

式中：P_{ESS} 表示储能功率优化值；E_{ESS} 表示储能容量优化值；f_1 为消纳新能源的年电量效益；f_2 为提高供电可靠性的年可靠性效益；f_3 为利用峰谷电价的电价效益；f_4 为储能系统年等值成本。

约束条件包括功率约束、容量约束以及 SOC 约束等，如式(2)。

$$\begin{cases}0\le P_{\mathrm{ESS,c}}(t)\le P_{\mathrm{ESS}}\\ 0\le P_{\mathrm{ESS,d}}(t)\le P_{\mathrm{ESS}}\\ E_{\mathrm{ESS,c}}=\int_{t_{c1}}^{t_{c2}}P_{\mathrm{ESS,c}}(t)\mathrm{d}t\le E_{\mathrm{ESS}}\\ E_{\mathrm{ESS,d}}=\int_{t_{d1}}^{t_{d2}}P_{\mathrm{ESS,d}}(t)\mathrm{d}t\le E_{\mathrm{ESS}}\\ E_{\mathrm{ESS,c}}=E_{\mathrm{ESS,d}}\\ 0.1\le SOC\le 0.9\end{cases} \tag{2}$$

式中：$P_{\mathrm{ESS,c}}$ 和 $P_{\mathrm{ESS,d}}$ 分别表示储能充电和放电功率；$E_{\mathrm{ESS,c}}$ 和 $E_{\mathrm{ESS,d}}$ 表示储能充电电量和放电电量；t_{c1} 和 t_{c2} 分别表示充电起止时间；t_{d1} 和 t_{d2} 分别表示放电起止时间；SOC 表示储能荷电状态。

1.2 储能系统效益分析

1) 电量效益

电量效益为配置储能系统后减少弃光的效益[17]，计算方法为

$$f_1=\sum_{i=1}^{365}\beta_{\mathrm{RE}}E_{\mathrm{RE}} \tag{3}$$

式中：β_{RE} 为光伏上网电价；E_{RE} 为配置相应功率及容量的储能系统在规划水平年内每天消纳光伏电量的增量。

$$E_{\mathrm{RE}}=\int_{t_a}^{t_b}P_{\mathrm{CD}}(t)\mathrm{d}t \tag{4}$$

$$P_{\mathrm{CD}}(t)=\begin{cases}P_{\mathrm{YX}}(t) & P_{\mathrm{YX}}(t)\le P_{\mathrm{ESS}}\\ P_{\mathrm{ESS}} & P_{\mathrm{YX}}(t)>P_{\mathrm{ESS}}\end{cases} \tag{5}$$

式中：t_a、t_b 为光伏越限区域的起止时间；$P_{\mathrm{CD}}(t)$为储能消纳光伏时的充电功率；$P_{\mathrm{YX}}(t)$ 为光伏越限功率，根据光伏出力与负荷出力的时序关系可以求解节点光伏越限功率。

2) 可靠性效益

可靠性效益为配置储能后，减少由于线路、变压器等故障引起负荷停电带来的经济损失[18-19]，计算方法为

$$f_2=\sum_{n\in N}\sum_{m\in M_n}\overline{L_m}R_n(t)\gamma p \tag{6}$$

$$p=\begin{cases}1, & T_s\ge T_\gamma\\ \dfrac{T_s}{T_\gamma}, & T_s<T_\gamma\end{cases} \tag{7}$$

式中：M_n表示负荷类型为 n 的节点总数；$\overline{L_m}$ 表示节点 m 在停电阶段内的平均负荷；γ 表示配电站年均故障率(次/a)；$R_n(t)$ 表示负荷类型为 n 的负荷由于故障带来的经济损失，并且该指标与停电时间有关；p 表示储能服务时间大于与故障时间的概率；T_γ 表示故障时间；T_s 表示储能服务时间。

3) 电价效益

当配置的储能容量大于光伏越限容量时，多余的容量会产生电价效益。电价效益为储能系统利用峰谷电价差套利，在电价低时充电，在电价高时放电。计算方法为

$$f_3=\sum_{i=1}^{365}(e_p-e_v)(E_{ESS}-E_{RE}) \tag{8}$$

式中，e_p 和 e_v 分别表示电量峰价和谷价。

1.3 储能系统成本分析

储能系统的成本包括前期的设备投资和后期的运维成本。等值成本与设备投资、运维成本、储能寿命以及资金贴现率有关。计算公式为

$$f_4=\left(\lambda_P P_{ESS}+\lambda_E E_{ESS}\right)\frac{r(1+r)^{Y_{ESS}}}{(1+r)^{Y_{ESS}}-1}+\lambda_{O\&M}P_{ESS} \tag{9}$$

式中：λ_P、λ_E 和 $\lambda_{O\&M}$ 分别为储能系统单位功率价格、单位容量价格和单位功率的年运行维护费用；r 为资金贴现率；Y_{ESS} 为储能使用寿命。

2　改进火焰传播模型

2.1 火焰传播模型

在实际生活中火焰一旦点燃，会在可燃介质中向周围传播，假设周围可燃介质是均匀的，则火焰向周围匀速扩散，直至遇到不可燃物质(边界)或相邻火焰，可燃介质燃尽后火焰熄灭，火焰燃烧产生的灰烬即火焰传播的区域。

假设平面上的一个中心点集 $\Omega=\{\Omega_1,\Omega_2,\cdots,\Omega_n\}$，$3\le n\le N$，则任意点的火焰传播区域为

$$V(\Omega_i)=\mathop{\mathrm{I}}_{1\le j\le N,\,j\ne i}\left\{x\middle|d(x,\Omega_i)\le d(x,\Omega_j)\right\},(i=1,2,\cdots,n) \tag{10}$$

式中：$V(\Omega_i)$ 表示以 Ω_i 为火焰中心的扩散范围；$d(x,\Omega_i)$ 表示点 x 与火焰中心 Ω_i 间的欧式距离；x 表示平面上的点。

分区思想在电力系统中具有较多的实际应用，比如变电站供电分区[20]、微电网分区。储能服务区域的划分可以借鉴火焰传播模型，以储能接入点作为火焰中心，沿线路向各个方向传播，火焰燃烧产生的灰烬即储能服务区域，火焰燃烧的时间即储能服务时长。但是，常规火焰传播模型认为周围可燃介质是均匀的，火焰向各个方向都是匀速扩散的。实际上，储能服务范围的划分需要综合考虑配电网接地负荷类型、网络拓扑结构和储能功率极限等因素。基于此，引入节点可燃度、火焰传播的风向、火焰传播的速度等指标，建立基于改进火焰传播模型的储能分区方法。

2.2 节点的可燃度

本文主要考虑储能接入配电网发挥其在消纳光伏等新能源和提高供电可靠性方面的作用，因此，光伏和重要负荷节点应优先纳入储能服务区域。将节点 i 所含功率与对应功率类型投资收益隶属度 λ_n 的乘积之和定义为节点可燃度指标 s_i，用以量化评估该节点划入储能服务区域的优先级。

$$\begin{cases}s_i=\sum\limits_{n\in N}\lambda_n P_{i,n}\\ \lambda_n=\dfrac{\Delta g_n-\Delta c}{\Delta c}\end{cases} \tag{11}$$

式中：Δc 表示储能系统单位投资；Δg_n 表示储能用在功率类型为 n 的节点上产生的单位效益，功率类型包括光伏、居民负荷、商业负荷以及工业负荷，由于节点功率可能具有多个类型，比如既有光伏系统也有重要负荷，则该节点的可燃度为不同类型功率与对应的收益隶属度乘积之和；$P_{i,n}$ 表示节点 i 的第 n 种功率。

通过计算确定当 λ_n 超过 5%时，认为具有一定经济价值，反之，则不具备经济价值。为了最大程度地发挥储能系统经济效益，可以根据实际电网数据设置可燃度指标 s_i 的阈值为 s_0。当节点可燃度指标 s_i 低于 s_0 时，认为该节点不可燃，当节点可燃度指标 s_i 高于 s_0 时，认为该节点可燃，将这些节点作为储能分区的备选节点。

2.3 火焰传播的风向

储能服务区域的划分不仅要尽可能多地保障负荷供电、消纳光伏，同时应方便配电网的运行管理，因此在火焰传播过程中考虑节点在配电网中所处位置、拓扑结构等因素，并且引入火焰传播顺风和逆风概念用来描述网络拓扑结构。顺风表示沿着当前潮流方向(根节点流向叶子节点)，储能与负荷节点在同一分支或者线路上；逆风表示与潮流方向相反，或者储能与负荷节点在不同分支或线路上。

综上描述，构造火焰传播的风向 f_i，用来综合评估该节点的优先级。

$$f_i = (\delta_1 s_i + \delta_2 p_i) c_i \tag{12}$$

式中：δ_1、δ_2 为加权系数，$\delta_1 + \delta_2 = 1$；p_i 为节点拓扑特性系数，设节点分支数为 m_i，节点所在层数为 n_i(储能接入点看成树状图的根节点)，则节点 i 的拓扑特性系数 $p_i = m_i / n_i$，p_i 越大表明该节点处分支数多、层数少，储能供电负荷多、服务半径小，该节点应优先划入储能服务区域；c_i 为节点潮流方向系数，当火焰为顺风时，c_i 取 1，反之，c_i 取 0.5。

以 IEEE 13 节点配网结构为例，说明上述参数的实际意义。如图 1 所示，假设储能系统接入点为节点 3，光伏系统接入点为节点 5 和 12。对比节点 2 和节点 4，节点 2 的分支数比节点 4 多，并且节点 2 的层数比节点 4 小，因此 $p_2 > p_4$；节点 2 处于逆风位置，节点 4 处于顺风位置，因此 c_2=0.5，c_4=1；在节点 2 和节点 4 的可燃度指标已知前提下，即可判断两个节点风向大小，最终确定两个节点的优先级。

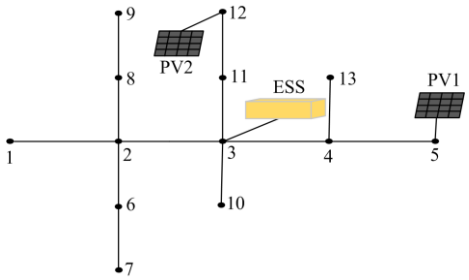

图 1　IEEE 13 节点配网结构

Fig. 1 IEEE 13 bus distribution network structure

2.4 火焰传播的速度

常规火焰传播模型中火焰扩散速度是恒定的。实际上，随着储能的服务半径增大，其负载率增加，网损也将增加，火焰传播的速度应随之减小。根据储能当前负载率和供电半径，构造火焰传播速度 v_i。

$$v_i = \alpha_1 (1 - l_i) + \alpha_2 r_i \tag{13}$$

$$l_i = \frac{\sum_{j \in \Omega} P_j + P_i}{P_{\mathrm{U}}} \tag{14}$$

$$r_i = \frac{D_{\mathrm{o}} - D_i}{D_{\mathrm{o}}} \tag{15}$$

式中：l_i 为将节点 i 负荷纳入服务区域后储能系统的负载率；r_i 为储能服务半径系数；α_1、α_2 为加权系数，$\alpha_1 + \alpha_2 = 1$；P_{U} 为分区内储能系统功率上限值；P_i 表示拟接入储能服务区域节点 i 的功率；P_j 表示已划入储能服务区域的功率；D_{o} 为储能服务半径的基准值，与储能功率上限值有关，储能功率越大服务半径；D_i 为节点 i 到储能接入点的实际距离。

3　基于储能分区的容量优化流程

3.1 容量优化流程

本文主要包括储能分区算法和储能容量优化模型两个内容，基于储能分区的容量优化过程如图 2。

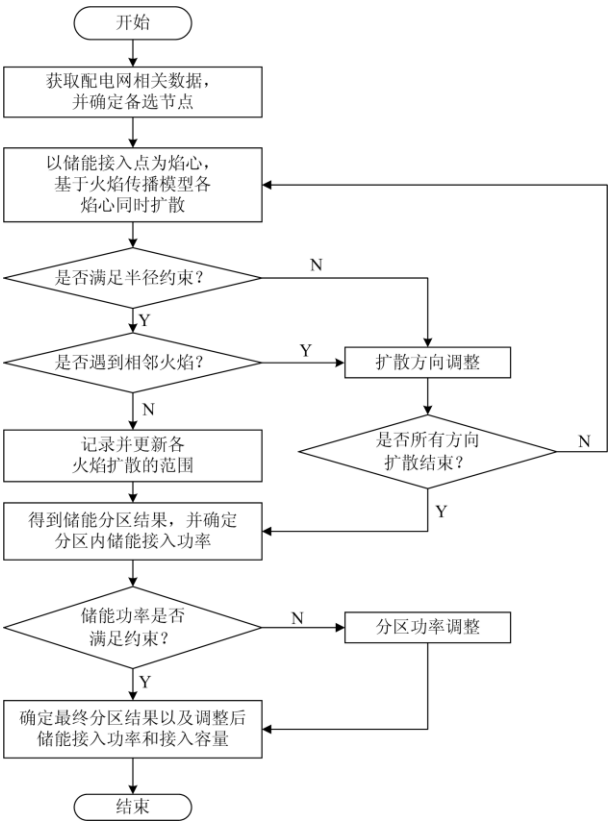

图 2　基于储能分区的容量优化过程

Fig. 2 Process of capacity optimization based on ESS partition

具体步骤如下。

1) 获取配电网相关数据，包括配电网拓扑结构、节点负荷大小及类型、光伏装机容量和接入点以及储能系统接入点和数量。计算节点可燃度指标，将可燃度指标高于 s_0 的节点确定为备选节点。

2) 以储能接入点作为火焰焰心，基于改进的火焰传播模型进行扩散。根据节点可燃度指标、节点拓扑特性系数以及节点潮流方向系数，确定火焰传播的风向。根据储能负载率和服务半径系数，确定火焰传播的速度。

3) 判断各火焰扩散过程中是否满足半径约束。如果不满足半径约束，则该火焰需要调整扩散方向。

4) 判断火焰扩散过程中是否遇到相邻火焰。如果遇到相邻火焰，则需要对扩散方向进行调整。火

焰扩散方向调整在下一节介绍。扩散方向调整后，判断火焰各方向是否扩散结束。如果扩散结束，则该火焰停止扩散，得到分区结果。如果没有，返回第二步继续扩散。

5) 记录并更新各火焰扩散的范围。

6) 当所有火焰传播结束后，得到最终储能分区结果，并确定分区内储能接入功率。

7) 判断分区内的储能功率是否满足约束，如果不满足功率上下限约束，则需要对分区内储能功率进行调整。反之则进入下一步。

8) 根据最终分区结果，确定储能功率和容量配置结果。

3.2 火焰扩散方向调整

火焰扩散过程中，如果某一方向的服务半径超过了基准值，则此方向扩散结束。火焰需要调整其扩散方向，直到所有方向扩散结束。

此外，在火焰扩散过程中，会出现相邻火焰相遇情形。如图 3 所示，虚线箭头表示火焰扩散方向。在这种情况下，只需要确定边界节点的归属问题，同时调整两火焰的扩散方向。计算方法为：分别以两个储能接入点作为火焰焰心，计算$(f_i v_i)_1$和$(f_i v_i)_2$，边界节点属于乘积较大的储能服务范围。

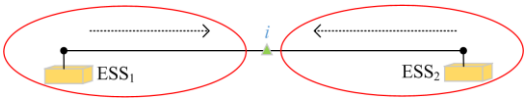

图 3 相邻火焰相遇情形

Fig. 3 Meeting of adjacent flames

3.3 储能接入功率和容量确定

根据节点可燃度指标可知，备选节点均具有经济价值，投资回报效益较高。因此，储能接入功率为分区内备选节点越限功率和重要负荷功率的最大值，可以表示为

$$P_{\mathrm{ESS},n}=\max\{\sum_{i\in\Omega n}P_{YXi}(t),\sum_{i\in\Omega n}P_{Li}(t)\} \tag{16}$$

式中，$P_{\mathrm{ESS},n}$表示第 n 个分区内配置的储能功率。

分区内储能功率确定后，根据上文所提的储能容量优化模型，运用整数规划方法求解各分区内储能容量 $E_{\mathrm{ESS},n}$。

4 算例分析

4.1 算例数据

本文以 IEEE 33 节点配电网为例，相邻节点距离设为 0.2 km。系统总负荷为 3 715 kW+j2 300 kvar，各节点负荷功率值如表 1 所示。为便于分析，规定功率超过 400 kW 的为工业负荷，功率在 100~400 kW 的为商业负荷，功率低于 100 kW 的为居民负荷。在节点 12、14、17、21、25、26 以及 32 分别接入 200 kW 光伏，节点 24 接入 500 kW 光伏，光伏装机总容量为 1 900 kW。光伏在未配置储能时，功率仅就地消纳，在系统出力较高时，会出现弃光现象。假设储能接入点已知，取节点 2、17 以及 32 为储能接入点。系统额定电压为 12.66 kV，单个储能系统接入功率下限 P_{D} 为 400 kW，功率上限 P_{U} 为 6 000 kW[21]。负荷峰价时间段为 08:00—22:00，谷价时间段为 22:00—次日 08:00。

表 1 IEEE 33 节点配电网负荷有功功率

Table 1 Load active power of IEEE 33 nodes distribution network

节点	负荷/kW	节点	负荷/kW	节点	负荷/kW
0	—	11	60	22	90
1	100	12	60	23	420
2	90	13	120	24	420
3	120	14	60	25	60
4	60	15	60	26	60
5	60	16	60	27	60
6	200	17	90	28	120
7	200	18	90	29	200
8	60	19	90	30	150
9	60	20	90	31	210
10	45	21	90	32	60

由于不同类型负荷对应的负荷曲线变化趋势不同，因此本文考虑负荷以及光伏出力的时序问题，居民负荷、工业负荷、商业负荷以及光伏出力均使用美国国家可再生能源实验室(NREL)开发的 Homer 软件所提供的典型日曲线，各类型功率典型日曲线如图 4 所示。

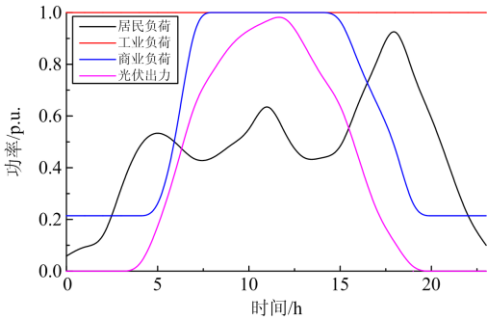

图 4 典型日曲线

Fig. 4 Typical daily curve

表 2 给出各类负荷停电损失费用[22]，表 3 给出算例所需的系统参数[23-24]。

4.2 储能分区结果

根据改进的火焰传播模型得到储能分区结果，如图 5 所示，图中三角形表示备选节点。

表 2 各类用户停电损失函数

Table 2 Outage cost functions of all kinds of customer

元/kW

持续持续时间	20 min	1 h	4 h	8 h
居民负荷	0. 465	2.4	24.57	78.45
商业负荷	14.85	42.76	156.86	415.04
工业负荷	19.34	45.43	125.82	279.04

表 3 系统参数

Table 3 System parameters

参数	数值	参数	数值
r	0.05	s_0	5
β_{RE}/(元/kW ·h)	1.12	Y_{ESS}/年	10
λ_P/(元/kW)	1 000	T_γ/h	5
λ_E/(元/kW ·h)	1 880	γ/(次/年)	0.34
$\lambda_{O\&M}$/(元/kW)	24	e_p/(元/kW ·h)	0.88
D_0/km	1.2	e_v/(元/kW ·h)	0.28

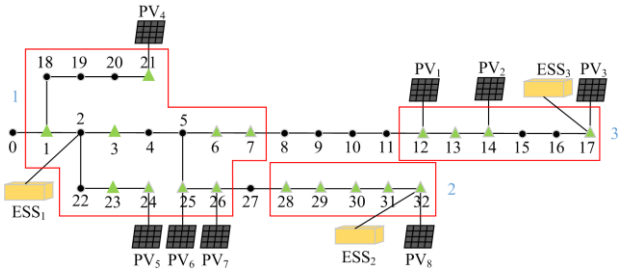

图 5 分区结果

Fig. 5 Initial partition results

根据分区结果，得到各分区内备选节点负荷功率和光伏越限功率，并根据式(16)可以计算分区内储能接入功率，具体数据如表 4 所示。

表 4 分区内节点功率及储能功率

Table 4 Node power and ESS power of each partition

分区	负荷功率/kW	越限功率/kW	储能接入功率 $P_{ESS,n}$/kW	是否满足功率约束
1	1 460	490	1 460	是
2	680	140	680	是
3	120	405	405	是

由表4可知：储能接入功率满足功率上下限约束，需要配置 3 台分布式储能系统，总功率为 2 545 kW。

4. 3 储能容量优化结果

基于上文分区结果，根据储能容量优化模型，利用整数规划方法求解各分区内储能容量。由于每个分区计算方法类似，因此下文以分区 1 为例进行详细分析。利用 Matlab 编写储能容量优化求解程序，得到净收益与储能容量关系如图 6 所示。

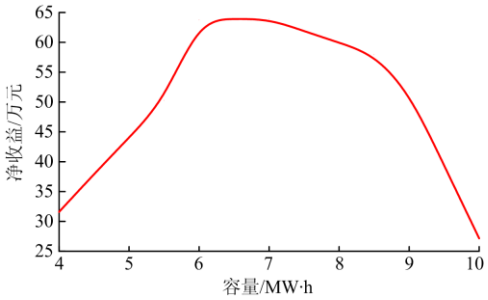

图 6 分区 1 容量优化结果

Fig. 6 Capacity optimization results in partition 1

由图 6 可知：当功率一定时，随着储能容量的上升，净收益先增加后减少。这是因为开始阶段，随着储能容量的增加，收益的增量大于成本的增量，净收益增加，直到净收益达到最大值；继续增加储能容量，收益的增量小于成本的增量，净收益开始下降。根据计算，当配置 1 460 kW/6 240 kW ·h 的储能系统时，净收益取得最大值 63.95 万元。

同理，得到分区 2 和分区 3 净收益与储能容量关系如图 7 所示：当分区 2 配置 680 kW/2 980 kW ·h 的储能系统时，净收益取得最大值 22.08 万元；分区 3 配置 405 kW/2 530 kW ·h 的储能系统时，净收益取得最大值 18.79 万元。综上，该配网区域更需要配置 2 545 kW/11 750 kW ·h 的分布式储能。

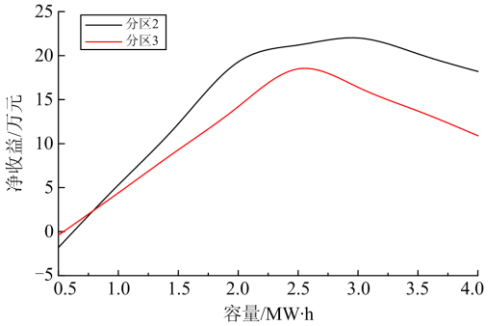

图 7 分区 2 和分区 3 容量优化结果

Fig. 7 Capacity optimization results in partition 2 and 3

4. 4 储能分区规划优化指标

下面将从系统有功网损、年投资与净收益、光伏就地消纳能力和负荷停电损失等指标说明配置分布式储能及储能分区规划的优势。

表 5 给出 IEEE33 节点配网系统未配置储能、配置集中式储能以及分布式储能分区三种场景下的有功网损对比。

由表 5 可知：配置分布式储能可以减少系统的有功网损；相比于配置集中式储能，分布式储能分区规划可以更有效地减少系统的有功网损。

表 5 有功网损对比

Table 5 Comparison of active power network losses

场景	安装节点/功率/kW	有功网损/kW·h
未配置储能	无	202
集中式储能	0/2545	77
分布式储能分区	2/1460,17/405,32/680	46

目前储能规划方法一般从功率缺额角度来配置分布式储能[17]，具体方法不再赘述。按照此方法，本算例共需要配置 1 300 kW/10 778 kW·h 的分布式储能来消纳新能源。表 6 给出采用储能分区规划与常规储能规划两种方案计算出来的年投资成本和年净收益对比。

表 6 容量及净收益对比

Table 6 Comparison of power, capacity and net profits

规划方法	投资/万元	净收益/万元	年化收益率/%
常规规划	435.5	72.19	16.6
储能分区规划	624.13	104.82	16.8

由表 6 可知：相比于常规规划方法，分区规划虽然总体上需要配置的储能容量更大，但是净收益和年化收益率得到了提升，总体来说具有更好的经济效益。

提出光伏就近消纳指数，用光伏出力期间的实际消纳的总电能除以出力阶段产生的总电能，用来评估光伏就近消纳情况。表 7 给出配置分布式储能前后分区内光伏就地消纳能力指数与整个配网区域总的负荷停电损失的对比。

表 7 光伏就地消纳能力和负荷停电损失对比

Table 7 Comparison of PV local consumption capacity and load outage losses

优化指标	就地消纳能力指数			负荷停电损失/(万元/a)
	分区 1	分区 2	分区 3	
配置前	0.53	0.27	0.29	17.26
配置后	1.00	1.00	0.67	4.92

由表 7 可知：配置分布式储能后，分区内光伏就地消纳能力得到了提高，负荷停电损失将减小。

5 结论

本文提出一种基于储能分区的容量优化模型，首先综合考虑了节点特性、配电网拓扑结构以及储能功率约束等因素，基于改进火焰传播模型，提出一种储能服务范围划分方法。然后在分区基础上，给出一种储能功率求解方法，并建立考虑储能多重价值的容量优化模型，利用整数规划法对模型进行求解，得到以下结论。

1) 基于储能分区的容量优化方法可以减少系统有功网损，并且可以提高光伏就地消纳能力和提升配电网供电可靠性。储能分区容量优化一定程度上权衡了服务半径与经济效益之间的矛盾。

2) 在现行储能成本条件下，利用储能消纳新能源具有良好的商业前景。此外，发挥储能多重经济价值，是未来储能商业模式的关键。

本文在研究过程中也存在着一些不足之处。算例中，虽然考虑了负荷与光伏出力的时序性，但是数据来源于 Homer 软件，必然会与实际的负荷曲线和光伏出力曲线存在着一定的偏差，缺少实际电网数据验证。另外，对于储能接入点的选择也缺少相应的理论研究，下一阶段工作将着重研究储能优化选址问题。

参考文献

[1] DOOSTIZADEH M, AMINIFAR F, GHASEMI H, et al. Energy and reserve scheduling under wind power uncertainty: an adjustable interval approach[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(6): 2943-2952.

[2] PARKER C D. Lead-acid battery energy-storage systems for electricity supply networks[J]. Journal of Power Sources, 2001, 100(1-2): 18-28.

[3] SABIHUDDIN S, KIPRAKIS A E, MUELLER M. A numerical and graphical review of energy storage technologies[J]. Energies, 2015, 8(1): 172-216.

[4] LI Guodong, LI Gengyin, ZHOU Ming. Model and application of renewable energy accommodation capacity calculation considering utilization level of inter-provincial tie-line[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2019, 4(1): 1-12. DOI: 10.1186/s41601-019-0115-7.

[5] WEI M, YANG J, LONG M, et al. Study on construction scheme of power grid side storage station[C] // 2019 IEEE 3rd Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), November 8-10, 2019, Changsha, China: 1104-1107.

[6] MEHRJERDI H. Simultaneous load leveling and voltage profile improvement in distribution networks by optimal battery storage planning[J]. Energy, 2019, 181(1): 916-926.

[7] 唐权，胥威汀，叶希，等. 考虑聚合商参与的配电网分布式储能系统优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(17): 83-92.
TANG Quan, XU Weiting, YE Xi, et al. Optimized configuration of distributed energy storage system in distribution network considering the participation of aggregators[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(17): 83-92.

[8] XU Guodong, CHENG Haozhong, FANG Sidun, et al. Optimal size and location of battery energy storage systems for reducing the wind power curtailments[J]. Electric Power Components and Systems, 2018, 46(3): 342-352.

[9] 杨江涛, 刘佳, 孙春顺, 等. 计及分布式电源的配电网储能配置研究[J]. 电力科学与技术学报, 2018, 33(1): 108-114.
YANG Jiangtao, LIU Jia, SUN Chunshun, et al. Research on energy storage configuration of distribution network with distributed power generation[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2018, 33(1): 108-114.

[10] ZHI Qiao, JIN Yang. Comparsion of centralized and distributed battery energy storage systems in LV distribution networks on operation optimisation and financial benefits[J]. Engineering, 2017, 13(1): 1671-1675.

[11] TENG Fei, AUNEDI M, MOREIRA R, et al. Business case for distributed energy storage[C] // International Conference & Exhibition on Electricity Distribution, June 12-15, 2017, Glasgow, England: 1605-1608.

[12] 陶琼, 桑丙玉, 叶季蕾, 等. 高光伏渗透率配电网中分布式储能系统的优化配置方法[J]. 高电压技术, 2016, 42(7): 2158-2165.
TAO Qiong, SANG Bingyu, YE Jilei, et al. Optimal configuration method of distributed energy storage systems in distribution network with high penetration of photovoltaic[J]. High Voltage Engineering, 2016, 42(7): 2158-2165.

[13] WANG Yong, CAI Zixing. Combining multi-objective optimization with differential evolution to solve constrained optimization problems[J]. IEEE Transactions on Evolutionary Computation, 2012, 16(1): 117-134.

[14] LIU Kangning, CHEN Qixin, KANG Chongqing, et al. Optimal operation strategy for distributed battery aggregator providing energy and ancillary services[J]. Modern Power Systems and Clean Energy, 2018, 6(4): 722-732.

[15] CHAKRABORTY S, SENJYU T, TOYAMA H, et al. Determination methodology for optimizing the energy storage size for power system[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2009, 3(11): 987-999.

[16] MEHRJERDI H, HEMMATI R. Modeling and optimal scheduling of battery energy storage systems in electric power distribution networks[J]. Journal of Cleaner Production, 2019, 234(1): 819-821.

[17] 张钰, 肖白, 穆钢, 等. 基于风电可行域及寿命减损的储能配置方法[J]. 电力建设, 2018, 39(4): 60-66.
ZHANG Yu, XIAO Bai, MU Gang, et al. A capacity configuration method for energy storage based on feasible operation region of wind power and life attenuation[J]. Electric Power Construction, 2018, 39(4): 60-66.

[18] SEYED A A. Optimum microgrid design for enhancing reliability and supply-security[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2013, 3(3): 1567-1575.

[19] HERDER P M, AJAH A N, WEIJNEN M P C. Integration of societal outage cost into infrastructure design and maintenance optimization[C] // Proceedings of the IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics, October 11-14, 2009, San Antonio, TX, USA: 4152-4157.

[20] SEYED A A. Optimum microgrid design for enhancing reliability and supply-security[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2013, 3(3): 1567-1575.

[21] 分布式储能系统接入配电网设计规范: T/CEC 173—2018[S]. 北京: 中国电力出版社, 2018.
Design code for distributed energy storage connecting to distribution network: T/CEC 173—2018[S]. Beijing: China Electric Power Press, 2018.

[22] 万官泉, 任震, 郭小龙, 等. 考虑馈线自动化的用户停电损失计算[J]. 电网技术, 2005, 29(1): 24-29.
WAN Guanquan, REN Zhen, GUO Xiaolong, et al. Calculation of customer's outage cost considering feeder automation[J]. Power System Technology, 2005, 29(1): 24-29.

[23] 高飞, 杨凯, 惠东, 等. 储能用磷酸铁锂电池循环寿命的能量分析[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(5): 41-45.
GAO Fei, YANG Kai, HUI Dong, et al. Cycle-life energy analysis of LifePO_4 batteries for energy storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(5): 41-45.

[24] LIU M, LI W, WANG C, et al. Reliability evaluation of large scale battery energy storage systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 8(6): 2733-2743.

收稿日期：2019-09-23；　　修回日期：2020-01-02

作者简介：

唐小波(1977—)，男，博士，讲师，研究方向为电网规划、新能源与分布式储能运行控制；E-mail: 61058@njnu.edu.cn

邓　凯(1995—)，男，通信作者，硕士研究生，主要研究方向为含分布式储能的配电网规划等；E-mail: dengkainjnu@163.com

包宇庆(1987—)，男，博士，副教授，主要方向为电力系统优化运行与稳定控制。E-mail: baoyuqing@njnu.edu.cn

(编辑　葛艳娜)