

文章编号:0254-0096(2018)08-2234-09

用于储能容量配置的典型负荷曲线提取方法

修晓青, 唐 巍, 马 健

(中国农业大学信息与电气工程学院, 北京 100083)

摘要: 针对用户侧储能容量规划问题,分析用户侧典型负荷曲线提取方法的差异对储能容量配置结果的影响,考虑储能减少用户电量电费支出、降低配电站容量需求、延缓设备改造与扩容、节省耗煤量、减少污染物排放等直接、间接效益和储能全寿命周期成本的基础上,建立储能容量优化规划数学模型,并采用遍历算法结合非线性优化进行求解。以年负荷数据配置储能容量为基准,对比分析不同典型负荷曲线下储能容量配置的结果。结果表明:系统收益构成、电力市场政策、储能激励机制、负荷曲线特性等因素影响典型负荷曲线的选取,文中算例条件,以月度最大日负荷作为典型负荷曲线配置储能容量与实际结果具有较大的一致性。

关键词: 储能; 典型负荷曲线; 用户侧; 容量规划; 数学模型

中图分类号: TM614

文献标识码: A

0 引言

负荷需求受气象、电价等因素的影响较大,由于全球气温变化复杂化、电网中敏感性负荷比例的加重,以及电力市场化改革的推进,导致负荷的随机性、峰谷差等问题更加突出^[1,2]。尤其是近年来经济的不断发展,社会用电尖峰负荷快速增长,传统电力系统要求保持电力供需的动态平衡,为满足用电高峰负荷需求,需不断加大发输配电设施的投资建设,由于尖峰负荷持续时间较短,导致依峰值负荷规划的设备利用率较低,从而电力资产的投资收益偏低。此外,以风电、光伏为代表的清洁、可再生能源的大规模并网,其固有的间歇性、随机性问题给电力系统的安全稳定运行带来挑战^[3,4]。

电力系统中采用储能技术可实现电力供需的时空转移,实现削峰填谷、提供备用等功能,抽水蓄能机组作为较为成熟的储能技术,其建设受当地地理条件的限制,必须具有合适建造上下水库的地理条件^[5]。

近年来,以锂离子电池、液流电池、钠硫电池为代表的电池储能技术取得重大技术进展,各国重视

相关技术的发展。日本制定了高性能电力存储技术路线图,路线图重点关注提升储能技术性能、降低费用等方面,明确提出到2040年设备的寿命由10 a延长至20 a,费用由40000 JPY/kWh降至15000 JPY/kWh^[6]。

储能技术已被视为电力系统运行过程中“采-发-输-配-用-储”六大环节中的重要组成部分^[7]。系统中引入储能环节后,可以在可再生能源发电、传统发电、输电、配电、用电各环节,以及辅助服务、电力零售中发挥重要作用。储能技术在电力系统中的作用见表1所示。

近年来,各国电力市场和政策环境的差异导致各国储能应用重点不同。基于美国能源部储能项目统计数据 and 自发电激励计划(self-generation incentive program, SGIP)支持项目数据,美国以SGIP作为政策支持,侧重于储能在分布式发电及微网、辅助服务中的应用, Tesla发布的户用储能系统推动了储能在用户侧的应用;澳大利亚储能系统主要用于离网和户用市场;德国家庭用储能系统是欧洲储能应用的亮点,主要与光伏系统配套应用;日本采用储能系统,主要解决可再生能源并网中存在

收稿日期: 2016-05-19

基金项目: 国家自然科学基金(51377162); 国家电网公司科技项目(DG71-16-012)

通信作者: 唐 巍(1971—), 女, 博士、教授、博士生导师, 主要从事配电网规划与经济运行、配电网可靠性评估、分布式发电与微电网技术等方面的研究。wei_tang@cau.edu.cn

表1 储能技术在电力系统中的应用

Table 1 Application of energy storage in power system

环节	应用功能
发电	经济运行
	削峰填谷
	节能减排
	辅助电网故障恢复
可再生能源并网	平滑功率波动
	增强可再生能源可调度性
	提高电能质量
输电	电网投资管理
	输电阻塞管理
	延缓输电网络扩容
	电能质量调节
	保持电力系统的安全性
辅助输电网故障后恢复供电	
配电	削峰与电网投资管理
	减少电网损耗
	提高供电质量
	辅助配电网故障后恢复供电
供电/零售	参与电力市场调节以减少购电成本降低运营风险
	削峰与减少容量电费
终端用户	分时电价下调节用电需求
	提高电能质量
	可靠性供电
辅助服务	调频
	电压支撑
	备用容量

的问题；我国储能应用的领域主要为辅助可再生能源大规模并网和分布式发电及微网2个方面，部分工业用户尝试采用储能降低电费支出。基于储能示范项目和现有电力市场改革政策，储能在用户侧的应用将是今后的重点方向之一。现阶段储能成本较高，其容量的不合理配置，将影响储能系统性能发挥与配置效益，用户侧储能的优化配置是重要的研究课题。文献[8]考虑降低电费支出，以投资回报率最大为目标建立了储能容量规划模型。文献[9]考虑用户缺电成本，以用户收益最大为目标，建立了蓄电池储能系统容量优化规划模型。文献[10]以储能净收益最大为目标，建立了用户侧储能容量优化模型。已有研究成果多从用户

典型日负荷曲线出发配置储能容量，未考虑典型负荷曲线的差异对储能配置结果的影响。本文基于不同典型负荷曲线挖掘方法的分析，研究电池储能系统在用户侧应用的容量优化规划问题。

1 典型负荷曲线提取方法

电力用户的负荷曲线变化是一个非平稳的随机过程^[11]。根据时间尺度的不同，可分为年度典型日负荷曲线、月度典型日负荷曲线、周典型日负荷曲线等。考虑用户侧配置储能的实际需求及现行的电价政策，本文以月度典型日负荷曲线为例进行分析。用户典型负荷曲线提取方法主要有月度最大日负荷、均值法、加权平均法、模糊C均值聚类算法等。

1) 月度最大日负荷

统计用户月度负荷数据中的最大负荷，将最大负荷所在日作为月度典型日负荷。

2) 均值法

通过统计月度负荷数据的均值得到月度典型负荷曲线，用户第*i*时点的典型负荷数据 $\bar{p}_{i,j}$ 见式(1)。

$$\bar{p}_{i,j} = \frac{\sum_{k=1}^N p_{i,k,j}}{N} \quad (1)$$

式中， $p_{i,k,j}$ ——用户第*i*月第*k*天第*j*时点的负荷；*N*——第*i*月的总天数。

3) 加权平均法

将日发电量作为月度典型负荷曲线中该日的权值，对月度负荷数据进行加权平均得到月度典型负荷曲线^[12]，首先统计第*i*月第*k*天的发电量 $Q_{i,k}$ 和第*i*月的总发电量 Q_i 。

$$Q_{i,k} = \sum_{j=1}^n p_{i,k,j} \Delta t \quad (2)$$

式中， Δt ——采样时间间隔。

$$Q_i = \sum_{k=1}^N Q_{i,k} \quad (3)$$

则基于加权平均法得到用户第*i*月第*j*时点的典型负荷数据 $\bar{p}_{i,j}$ 为：

$$\bar{p}_{i,j} = \sum_{k=1}^N \frac{Q_{i,k}}{Q_i} p_{i,k,j} \quad (4)$$

4) 模糊C均值聚类算法

该算法是基于目标函数的模糊聚类方法的典型方法，通过在目标函数中将样本与原型间的距离

用其隶属平方加权,将硬聚类的目标函数扩展到模糊聚类,将误差平方和扩展为基于隶属度的加权误差平方和^[13-15]。

令 $P_{i,k}$ 为用户第 i 月第 k 天的原始日负荷数据, $\bar{P} = [\bar{P}_1, \bar{P}_2, \dots, \bar{P}_k, \dots, \bar{P}_n]$ 为初始聚类中心矩阵。

$$\text{则: } P = [P_1, P_2, \dots, P_i, \dots, P_N]^T \quad (5)$$

$$P_i = [P_{i,1}, P_{i,2}, \dots, P_{i,j}, \dots, P_{i,n}] \quad (6)$$

P_i 属于第 k 个聚类中心的隶属度 $V_{i,k}$ 为:

$$V_{i,k} = \frac{\|P_i - \bar{P}_k\|^2}{\sum_{k=1}^n \|P_i - \bar{P}_k\|^2} \quad (7)$$

根据模糊 C 聚类算法,目标函数 $F(V, \bar{P})$ 为:

$$F(V, \bar{P}) = \sum_{i=1}^N \sum_{k=1}^n (V_{i,k})^m \|P_i - \bar{P}_k\|^2 \quad (8)$$

当目标函数取得最小值时对应的 \bar{P} 即为基于模糊 C 聚类算法得出的月度典型日负荷曲线。

2 储能容量优化规划数学模型

2.1 储能系统收益

储能系统的收益包括直接效益和间接效益。直接效益主要体现在分时电价下低储高发获得的电量效益和储能降低高峰负荷用电需求而减少的基本电费支出。间接效益包括延缓设备改造与扩容、节煤效益、环境效益等。此外,用户侧配置储能系统,可以提高用户电能质量,并提供不间断电源,提高分布式电源消纳能力,为用户带来隐性收益。

1) 降低电量电费支出

用户侧配置储能系统,根据分时电价和典型负荷曲线,以系统运行效益最大为目标,将部分峰时段用电需求转移至低谷时段,获得年收益 I_1 为:

$$I_1 = C'_0 - C''_0 \quad (9)$$

式中, C'_0 ——第 J 年加入储能前电量电费支出; C''_0 ——第 J 年加入储能后电量电费支出。

较高的峰谷电价比有利于储能系统的生存与发展。以美国为例,峰谷电价比达 9 倍,赫尔姆斯抽水蓄能电站在加利福尼亚电力市场运行后,辅助服务占总收入的 60%。

2) 降低容量电费支出

容量电费 I_2 取决于用户月度峰值负荷功率需求。

$$I_2 = \sum_{i=1}^{12} \rho_r (P_{\text{load}}^i - P_{\text{load}}^{i'}) \quad (10)$$

式中, ρ_r ——容量电价; P_{load}^i ——加储能前第 i 月负荷峰值功率; $P_{\text{load}}^{i'}$ ——加储能后第 i 月负荷峰值功率。

容量电价主要用于回收初始投资成本,国内抽水蓄能电站多执行容量电价定价机制,如天荒坪抽水蓄能电站的容量电价为 470 元/(kW·a)^[16]。目前储能系统的容量电价定价机制欠缺。

3) 延缓设备改造与扩容

用户侧配置储能参与电力市场经济运行,有利于减少用户峰值负荷需求,从中长期角度分析,可以延缓常规发电机组、输电线路、变压器等设备的投资。以火电机组为例,配置单位千瓦的储能可以节约 4500 元的电厂建设费用^[17]。储能延缓的投资成本支出 I_3 为:

$$I_3 = [\rho_g + (\rho_1 + \rho_2)\varepsilon] P_{\text{fe}} \quad (11)$$

式中, ρ_g ——常规发电机组单位投资成本; ρ_1 ——输电线路单位投资成本; ρ_2 ——变压器组单位投资成本; P_{fe} ——储能系统减少的用户峰值功率需求; ε ——容载比,配电网容载比通常取 1.9~2.1。

4) 节煤效益

电力市场中,为使系统运行费用最小,通常按照等耗量微增率法安排机组出力,优先调度煤耗最低的机组出力,然后按照煤耗递增的顺序调度机组出力。储能系统充电阶段耗用系统中的低能耗机组发出的电力,放电阶段代替系统中的高能耗机组出力,带来节煤效益 I_4 。文献[18]指出泰安抽水蓄能电站每年的节煤量约为 156 t/MW。

5) 环境效益

储能系统通过低储高发运行,将低能耗的超临界、亚临界机组的电力转移至用电高峰时刻,替代系统中落后的机组出力,可以减少硫化物、氮氧化物、粉尘及一氧化碳的排放。泰安抽水蓄能电站可以带来 SO₂ 减排量 9.703 t/MW, NO_x 减排量 1.609 t/MW, 烟尘减排量 0.005 t/MW, CO 减排量 0.036 t/MW^[18]。储能系统的环境效益 I_5 为:

$$I_5 = \sum_{i=1}^n V_i Q_i \quad (12)$$

式中, V_i ——储能减少第 i 种污染物排放带来的环境效益; n ——污染物总数; Q_i ——第 i 种污染物

的排放量。

2.2 储能系统全寿命周期成本

储能系统成本主要包括初始投资成本、运营维护成本、替换成本等。初始投资成本主要包括电池组、电池管理系统、储能变流器以及监控系统的投资支出；运营维护成本是了维持储能系统处于良好的运行状态所需要的费用，主要与储能系统的充放电电量有关；替换成本为储能系统运营期内的设备更换成本，储能系统正常运营周期内发生的成本年值为：

$$C = C_1 \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} + C_m \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \sum_{j=1}^N \frac{Q^j}{(1+i)^j} \quad (13)$$

式中， C_1 —— 初始投资成本； i —— 预期收益率； N —— 储能系统运营年限； C_m —— 单位运维成本； Q^j —— 第 J 年储能发电量。

2.3 数学模型

根据用户侧储能系统收益与全寿命周期成本，建立目标函数。

1) 储能优化运行日收益

$$f_1 = \sum_{k=1}^n I_k - C_m \quad (14)$$

2) 净收益

$$f_2 = \sum_{j=1}^N \frac{f_1 N_{\text{day}}}{(1+i)^j} - C_i \quad (15)$$

式中， N_{day} —— 典型日计取天数； J —— 储能系统运行年限； i —— 投资收益率。

3) 年收益

$$f_3 = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} f_2 \quad (16)$$

应满足的约束条件为：

1) 系统功率瞬时平衡约束

$$p_c(t) - p_d(t) = P_g(t) - P_{\text{load}}(t) \quad (17)$$

式中， $p_c(t)$ —— 储能系统充电功率； $p_d(t)$ —— 储能系统放电功率； $p_g(t)$ —— t 时刻系统联络线功率； $p_{\text{load}}(t)$ —— t 时刻负荷用电需求；。

2) 储能系统日充放电平衡约束

$$\int_{t=t_0}^{t_0+T} p_c(t) \eta_c dt = \int_{t=t_0}^{t_0+T} p_d(t) / \eta_d dt \quad (18)$$

式中， η_c —— 储能系统充电效率； η_d —— 储能系统放电效率。

3) 储能系统充放电状态约束

$$p_c(t) \times p_d(t) = 0 \quad (19)$$

4) 储能系统荷电状态约束

$$SOC_{\min} \leq SOC(t) \leq SOC_{\max} \quad (20)$$

式中， SOC_{\max} —— 储能系统荷电状态上限； SOC_{\min} —— 储能系统荷电状态下限； $SOC(t)$ —— t 时刻储能系统荷电状态，

$$SOC(t) = \frac{E(t - \Delta t) + \int_{t=t_0}^{t_0+\Delta t} (P_c(t) \eta_c + \frac{P_d(t)}{\eta_d}) dt}{E_{\text{bess}}}$$

式中， E_{bess} —— 储能系统的装机容量。

5) 储能充放电功率约束

$$\max_{t \in [t_0, t_0+T]} [P_c(t)] \leq P_{\text{BESS}} \quad (21)$$

$$\max_{t \in [t_0, t_0+T]} [P_d(t)] \leq P_{\text{BESS}} \quad (22)$$

式中， P_{BESS} —— 储能系统额定功率。

2.4 求解算法

求解流程如图 1 所示。对不同的典型负荷曲线，采用遍历算法分析不同储能容量下的收益，满足约束条件的优化目标 f_1 为非线性优化问题，采用 Matlab 中 fmincon 函数求解，得出优化后的储能收益，分析过程中依据雨流计算法对储能容量进行修正，以 f_2 、 f_3 为指标对不同类型典型负荷选取方法与年负荷数据的优化结果进行了对比分析，为分时电价下储能配置中典型负荷曲线的选取提供参考。

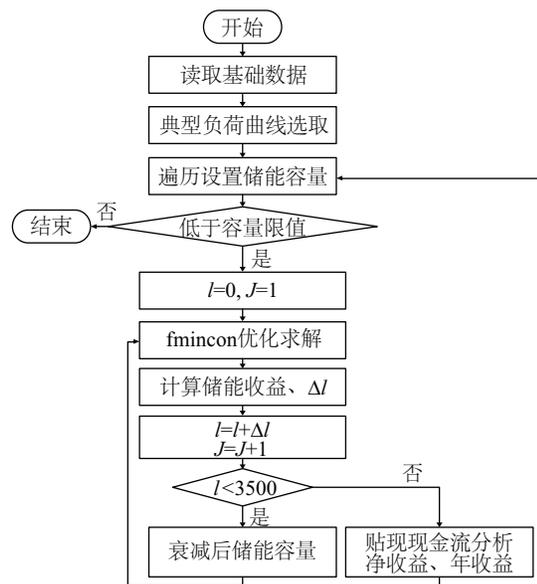


图 1 算法流程图

Fig. 1 Algorithm flowchart

3 实例分析

以某用户 2014 年 5 月~2015 年 5 月的年度负荷数据为例进行分析,其最大负荷为 5.4 MW,该用户执行二部制分时电价,分时电价如图 2 所示,容量电价 ρ_r 为:

$$\rho_r = \begin{cases} 24 \text{ ¥}/(\text{kVA} \cdot \text{month}), & P'_{\text{load}} \leq 3000 \text{ kVA} \\ 44 \text{ ¥}/(\text{kVA} \cdot \text{month}), & P'_{\text{load}} > 3000 \text{ kVA} \end{cases} \quad (23)$$

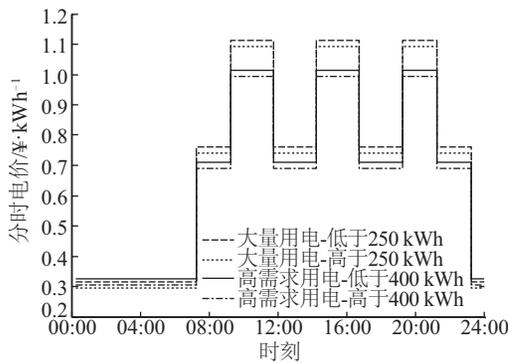
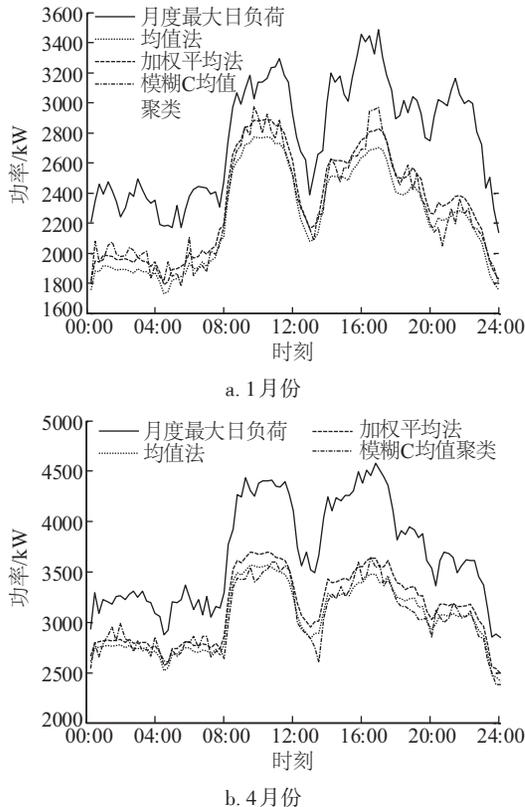


图2 分时电价

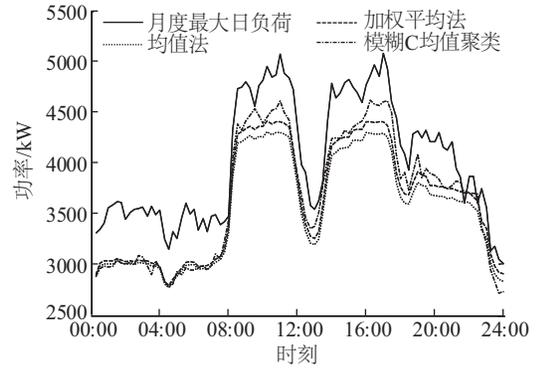
Fig. 2 Diagram of TOU electricity price

基于不同的典型曲线提取方法,以 1 月份、4 月份、7 月份、10 月份为例,得出月度典型日负荷曲线如图 3 所示。

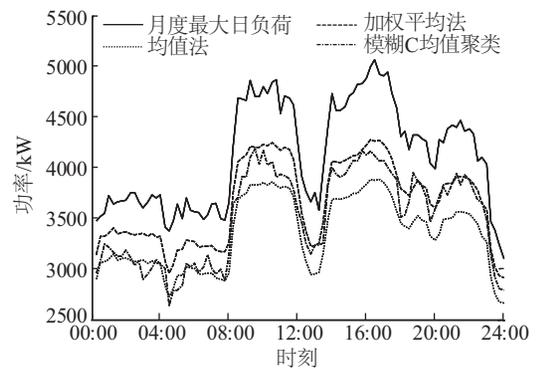


a. 1月份

b. 4月份



c. 7月份



d. 10月份

图3 月度典型日负荷曲线对比

Fig. 3 Contrast of monthly typical day load curve

由图 3 可知,不同方法得出的典型负荷曲线差异性较为明显,尤其是基于月度最大日负荷得出的典型曲线与其他 3 种方法得出的典型曲线差别较大,由于均值法、加权平均法、模糊 C 均值聚类法基于数理统计的思想,得出的典型曲线较为平坦,其中模糊 C 均值聚类法得出的典型曲线更能反映负荷波动的细节。

基于上述典型日负荷曲线,以磷酸铁锂电池为配置对象,相关技术经济参数见表 2,将 4 种典型日负荷曲线与基于年负荷数据配置储能的净年收益进行对比,不同规模下储能系统收益情况见图 4。

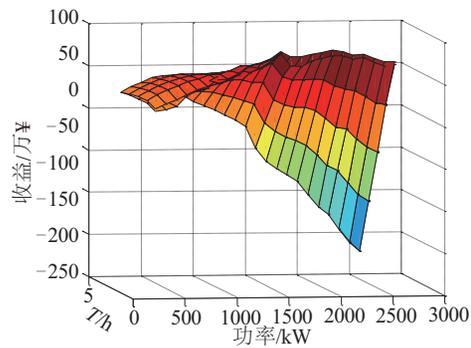
根据图 4 可知,将月度最大日负荷作为典型日负荷曲线时,与年负荷数据的储能效益分析结果偏差较小,而均值法、加权平均法、模糊 C 均值聚类法的收益差异较为明显。

以净收益最大为目标,得出不同典型曲线下的储能容量规划结果见表 3 所示。

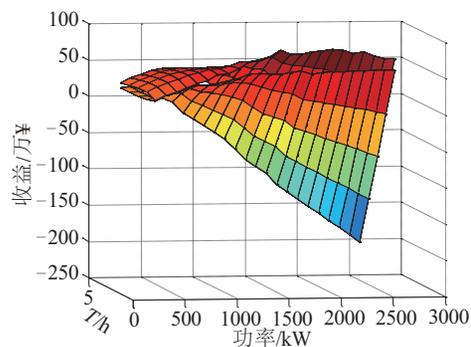
表2 系统参数

Table 2 Parameters of system

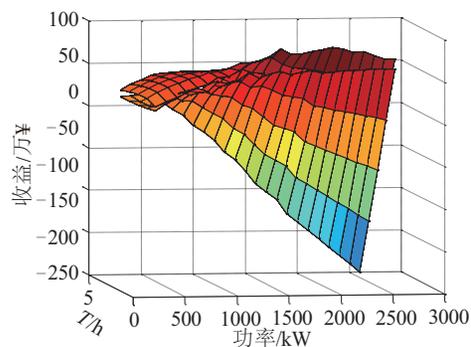
参数	数值
储能电池价格/元·kWh ⁻¹	2500
储能逆变器/元·kW ⁻¹	1000
储能系统能量转换效率/%	90
储能运维成本/元·kWh ⁻¹	0.05
80%充放电深度下储能循环寿命/次	3500
变压器价格/元·kVA ⁻¹	220
容载比	2
高低煤耗机组成本差值/元·kWh ^{-1[19]}	0.048
高低排放机组环境成本差值/元·kWh ^{-1[19]}	0.037
SOC	[0.1,0.9]
<i>i</i>	0.08



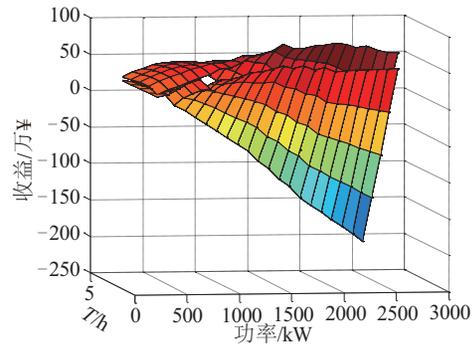
a. 月度最大日负荷法



b. 均值法



c. 加权平均法



d. 模糊C均值聚类法

图4 4种方法的储能系统收益

Fig. 4 Energy storage system profits based on four method

表3 基于不同典型曲线的储能容量规划结果

Table 3 Energy storage configuration and benefits based on different typical curve

典型曲线	储能功/ MW	储能容/ MWh	储能净年 收益/万元·a ⁻¹
年负荷	1.5	1.5	86.1
月度最大日负荷	1.5	1.5	83.3
均值法	1.7	1.7	56.2
加权平均法	2.4	2.4	60.9
模糊C均值聚类法	1.5	1.5	56.2

由表3可知,基于年负荷配置储能的容量为1.5 MW/1.5 MWh,配置储能的净年收益86.1万元;基于月度最大日负荷配置储能的容量为1.5 MW/1.5 MWh,配置储能的净年收益83.3万元,偏差为-3.2%;基于均值法、加权平均法配置储能的容量分别为1.7 MW/1.7 MWh、2.4 MW/2.4 MWh,对应的净年收益分别为56.2万元和60.9万元;模糊C均值聚类法虽与年负荷数据的储能容量配置结果一致,但储能效益评估的偏差达34.7%。

当持续放电时间为1 h时,储能容量配置与净年收益的细节图如图5所示。由图5可知,月度最大日负荷进行储能优化配置与实际结果具有较大的一致性,主要与算例中收益的构成有关,图6对基于年度负荷数据结果对各项收益所占的百分比进行分析。

由图6可知,本算例中储能系统的收益主要为降低电量电费支出和降低容量电费支出,分别占总收益的50.71%和45.2%,其次为延缓设备改造与扩容,占总收益的3.93%,而节煤效益和环境效益在总

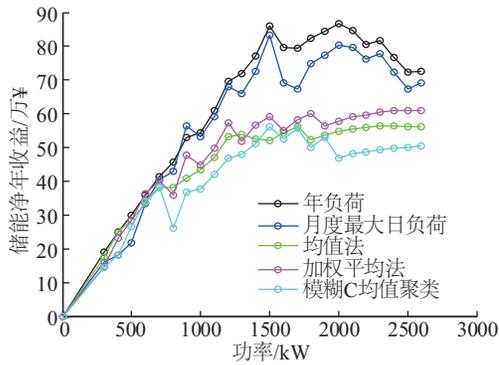


图5 不同规模下储能系统净收益

Fig. 5 Net income under different energy storage system capacity

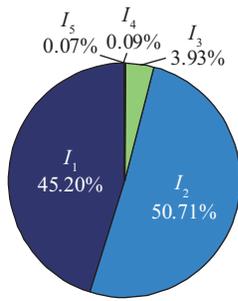


图6 不同类型收益份额

Fig. 6 Share of different income types

收益中的份额较少,因此对储能降低电量电费支出和降低容量电费支出效益评估的准确度对典型曲线选取的影响较大。图7对不同典型曲线配置储能降低电量电费支出和降低容量电费支出的收益进行了对比。

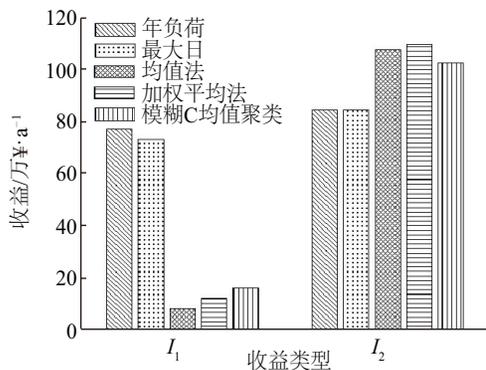


图7 基于不同典型曲线的收益对比

Fig. 7 Income comparison under different typical curves

由图7可知,储能降低电量电费支出获得的收益方面,基于最大日负荷数据的典型日负荷曲线与年负荷数据在该项收益的偏差较小,约4万¥/a,而

基于均值法、加权平均法、模糊C均值聚类的收益值偏差较大,主要与图2、图3中不同方法的典型负荷曲线特性有关,均值法、加权平均法、模糊C均值聚类法削弱了负荷尖峰、降低了峰谷差;储能降低容量电费支出获得的收益方面,基于最大日负荷数据的典型日负荷曲线与年负荷数据在该项的收益一致,原因在于二部制电价用户月度容量电费以最大负荷计量支出,而均值法、加权平均法、模糊C均值聚类法在该项的收益高于年负荷的收益,主要与2个因素有关:1)上述3种方法拉低了负荷峰值;2)用户执行阶梯容量电价,储能作用后将部分月份第二档容量电费削减到第一档,从而储能降低容量电费支出获得的收益高于年负荷数据。

4 结 论

1)本文分析用户侧配置储能的收益与成本,建立储能容量优化规划模型,对比研究不同典型负荷曲线挖掘方法对储能容量配置结果的影响。

2)基于年度负荷数据得出用户侧储能系统的收益主要为降低电量电费支出和降低容量电费支出,分别占总收益的50.71%和45.20%,其次为延缓设备改造与扩容,占总收益的3.93%,而节煤效益和环境效益在总收益中的份额较少。

3)基于最大日负荷的典型负荷曲线与年负荷数据的储能容量配置结果一致,收益偏差约为3万¥/a,而基于均值法、加权平均法、模糊C均值聚类法的收益偏差较大。

4)系统收益构成、电力市场政策、储能激励机制、负荷曲线特性是影响用户侧典型负荷曲线选取的关键因素。

5)电力市场化改革、储能激励政策的完善有助于推动储能技术和产业的发展。

[参考文献]

- [1] 马 瑞,周 谢,彭 舟,等.考虑气温因素的负荷特性统计指标关联特征数据挖掘[J].中国电机工程学报,2015,35(1):43—51.
- [1] Ma Rui, Zhou Xie, Peng Zhou, et al. Data mining on correlation feature of load characteristics statistical indexes considering temperature[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(1): 43—51.
- [2] 廖 峰,徐聪颖,姚建刚,等.常德地区负荷特性及

- 其影响因素分析[J]. 电网技术, 2012, 36(7): 117—125.
- [2] Liao Feng, Xu Congying, Yao Jiangang, et al. Load characteristics of change region and analysis on its influencing factors[J]. Power System Technology, 2012, 36(7): 117—125.
- [3] 袁小明, 程时杰, 文劲宇. 储能技术在解决大规模风电并网问题中的应用前景分析[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(1): 14—18.
- [3] Yuan Xiaoming, Cheng Shijie, Wen Jinyu. Prospects analysis of energy storage application in grid integration of large-scale wind power [J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1): 14—18.
- [4] 施琳, 罗毅, 涂光瑜, 等. 考虑风电场可调度性的储能容量配置方法[J]. 电工技术学报, 2013, 28(5): 120—127.
- [4] Shi Lin, Luo Yi, Tu Guangyu, et al. Energy storage sizing method considering dispatchability of wind farm [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(5): 120—127.
- [5] 国家电网公司“电网新技术前景研究”项目咨询组. 大规模储能技术在电力系统中的应用前景分析[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(1): 3—9.
- [5] Consulting Group of State Grid Corporation of China to Prospects of New Technologies. An analysis is of prospects for application of large-scale energy storage technology in power system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1): 3—9.
- [6] 张军, 戴炜轶. 国际储能技术路线图研究综述[J]. 储能科学与技术, 2015, 4(3): 260—266.
- [6] Zhang Jun, Dai Weiyi. Overview of international roadmap studies on energy storage technologies [J]. Energy Storage Science and Technology, 2015, 4(3): 260—266.
- [7] 张文亮, 丘明, 来小康. 储能技术在电力系统中的应用[J]. 电网技术, 2008, 32(7): 1—9.
- [7] Zhang Wenliang, Qiu Ming, Lai Xiaokang. Application of energy storage technologies in power grids [J]. Power System Technology, 2008, 32(7): 1—9.
- [8] Lee Tsung-Ying, Chen Nanming. Determination of optimal contract capacities and optimal sizes of battery energy storage systems for times-of-use rates industrial customers [J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 1995, 10(3): 562—568.
- [9] 颜志敏, 王承民, 连鸿波, 等. 计及缺电成本的用户侧蓄电池储能系统容量规划[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(11): 50—54.
- [9] Yan Zhimin, Wang Chengmin, Lian Hongbo, et al. Capacity plan of battery energy storage system in user side considering power outage cost [J]. Automation of Electric Power System, 2012, 36(11): 50—54.
- [10] Oudalov A, Cherkaoui R, Beguin A. Sizing and optimal operation of battery energy storage system for peak shaving application [A]. IEEE Lausanne Powertech [C], Lausanne, Switzerland, 2007, 6221—6225.
- [11] 李翔, 顾洁. 运用聚类算法预测地区电网典型日负荷曲线[J]. 电力与能源, 2013, 34(1): 47—50.
- [11] Li Xiang, Gu Jie. Using the clustering algorithm forecast in the power grid typical daily load curve [J]. Power & Energy, 2013, 34(1): 47—50.
- [12] 张子奇, 郭彬, 潘月, 等. 陕西省典型行业日负荷曲线拟合方法[J]. 陕西电力, 2014, 42(5): 61—64.
- [12] Zhang Ziqi, Guo Bin, Pan Yue, et al. Typical industry daily load curve fitting method in shanxi province [J]. Shaanxi Electric Power, 2014, 42(5): 61—64.
- [13] 刘耀年, 伏祥运, 张文生, 等. 基于模糊识别与模糊聚类理论的短期负荷预测[J]. 电工技术学报, 2002, 17(5): 83—86.
- [13] Liu Yaonian, Fu Xiangyun, Zhang Wensheng, et al. Short-term load forecasting method based on fuzzy pattern recognition and fuzzy cluster theory [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2002, 17(5): 83—86.
- [14] 曾山. 模糊聚类算法研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2012.
- [14] Zeng Shan. Research on fuzzy clustering algorithm [D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2012.
- [15] 张斌, 庄池杰, 胡军, 等. 结合降维技术的电力负荷曲线集成聚类算法[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(15): 3741—3749.
- [15] Zhang Bin, Zhuang Chijie, Hu Jun, et al. Ensemble clustering algorithm combined with dimension reduction techniques for power load profiles [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(15): 3741—3749.
- [16] 李红军, 李成仁, 王卫军. 当前抽水蓄能电站电价疏导问题分析[J]. 能源技术经济, 2010, 22(9): 38—42.
- [16] Li Hongjun, Li Chengren, Wang Weijun. Analysis on current tariff-sharing issues for pumped-storage

- powerplants[J]. *Energy Technology and Economics*, 2010, 22(9): 38—42.
- [17] 孙振新, 刘汉强, 赵 喆, 等. 储能经济性研究[J]. *中国电机工程学报*, 2013, 33(增刊): 54—58.
- [17] Sun Zhenxin, Liu Hanqiang, Zhao Zhe, et al. Research on economical efficiency of energy storage [J]. *Proceedings of CSEE*, 2013, 33(Sup): 54—58.
- [18] 崔继纯, 刘殿海, 梁维列, 等. 抽水蓄能电站经济环保效益分析[J]. *中国电力*, 2007, 40(1): 5—10.
- [18] Cui Jichun, Liu Dianhai, Liang Weilie, et al. Analysis on economic and environmental benefit of pumped-storage station[J]. *Electric Power*, 2007, 40(1): 5—10.
- [19] 傅鸿浩, 蔡国田, 赵黛青. 计及环境成本的跨省输电发电权交易及敏感性分析[J]. *电力自动化设备*, 2014, 34(9): 101—105.
- [19] Fu Honghao, Cai Guotian, Zhao Daiqing. Generation right trade of trans-province power transmission considering environmental cost and sensitivity analysis [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2014, 34(9): 101—105.

TYPICAL LOAD CURVE EXTRACTION METHOD FOR ENERGY STORAGE CAPACITY CONFIGURATION

Xiu Xiaoqing, Tang Wei, Ma Jian

(College of Information and Electrical Engineering, China Agricultural University, Beijing 100083, China)

Abstract: Aiming at the problem of energy storage capacity configuration in the user side, the effect of divergence of extraction method of typical load curve in user side on energy storage capacity configuration is analyzed. The mathematical model for optimal planning of energy storage capacity is established based on considering the direct and indirect benefits of energy storage, such as reduction of electricity bills for users, reduction of capacity requirements of distribution stations, delay of equipment modification and capacity expansion, savings of coal consumption, reduction of pollutant emissions etc whole life cycle cost of energy storage, and using the traversal algorithm and nonlinear optimization to solve. Configuring energy storage capacity based on annual load data, the differences in energy storage capacity configuration under different typical load curves are compared and analyzed. The results show that system's revenue structure, electricity market policies, energy storage incentives mechanism, load curve characteristics etc affect the selection of typical load curves. Based on example calculation condition, there is greater consistency with actual results for energy storage capacity configuration by taking monthly maximum daily load as typical load curve.

Keywords: energy storage; typical load curve; user side; capacity plan; mathematical model