

基于储能协调蓄热式电锅炉消纳风电供暖系统的经济性评估

王 锋<sup>1</sup>, 李大勇<sup>2</sup>, 方劲宇<sup>1</sup>, 韩晓娟<sup>1</sup>

(1. 华北电力大学控制与计算机工程学院, 北京 102206;  
2. 国网吉林省电力有限公司, 吉林 长春 130021)

**摘要:** 针对蓄热式电锅炉消纳风电过程中无法匹配快速波动的风电功率等问题,本文提出了基于储能协调蓄热式电锅炉消纳风电供暖系统的方案,并对该方案的经济性进行了评估。从“风电-电网-电锅炉-储能”联合运行系统的成本与收益出发,以蓄热供暖日收益最大为目标函数,在充分考虑分时电价、风电上网电价、弃风电量以及蓄热式电锅炉功率调节次数等约束条件的基础上,建立了“源-网-荷-储”联合运行系统风电消纳经济性评估模型,利用粒子群算法对模型求解。采用某电锅炉消纳风电示范工程实际运行数据进行测试,验证了该模型的有效性。测试结果表明,储能系统的加入可以有效减少电锅炉功率调节次数,可为储能协调蓄热式电锅炉蓄热供暖消纳风电提供理论依据。

**关键词:** 储能; 消纳风电; 蓄热式电锅炉; 经济性评估

**DOI:** 10.12067/ATEEE1803024      **文章编号:** 1003-3076(2019)06-0050-07      **中图分类号:** TK89

1 引言

由于火电机组调峰能力下降,电网接纳风电的空间减小,调峰调频能力和输电能力不足等原因,造成我国“三北地区”冬季供热期弃风现象日益严重<sup>[1-3]</sup>。如何减小风电弃风已成为风电进一步发展的关键问题。国内外针对减小风电弃风方法的研究主要有抽水蓄能<sup>[4]</sup>和风电供暖<sup>[5]</sup>。文献[6]对风电蓄热供暖、风电供热(不蓄热)和抽水蓄能三种弃风消纳方案进行对比,从国民经济和节煤效果分析得出风电蓄热供暖方案具有较好应用前景。在供暖的途径中蓄热式电锅炉也比传统燃煤锅炉具有更好的经济效益和环境效益<sup>[7,8]</sup>。同时国家也出台了一系列政策推广风电蓄热供暖<sup>[9,10]</sup>。

目前围绕蓄热式电锅炉消纳风电蓄热供暖的研究主要集中在优化调度和经济性评估两个方面<sup>[11-13]</sup>。文献[11]建立风电供暖优化调度模型,验证了风电供暖系统有助于提高风电消纳能力。文献[12]提出了一种储能和蓄热式电锅炉相结合的优

化控制方法,通过算例分析表明了该方法能够有效地提升弃风的消纳效率。文献[13]分析了在电力市场背景下风电蓄热供暖的经济性,并指出弃风电价是影响其经济性的重要因素。

由于蓄热式电锅炉功率调节受机械部件制约,为保证设备寿命,机械臂无法进行频繁调整且调节速度有限,导致电锅炉功率调节速率过慢,无法适应风功率快速波动。而储能技术具有电能双向流动、能量时移及灵活调节等特点,可有效弥补风电蓄热供暖系统适配性不足的缺点<sup>[14]</sup>。

针对上述存在的问题,本文提出基于储能融合蓄热式电锅炉的风电消纳方法。在研究储能协调蓄热供暖机理的基础上,综合考虑风能资源、电负荷、热负荷以及分时电价等因素,建立了基于蓄热式电锅炉全周期使用寿命的“风电-电网-电锅炉-储能”的经济性评估模型。采用某风电供暖项目实际运行数据进行仿真,仿真结果表明该模型具有良好的经济效益,可为储能协调蓄热式电锅炉进行供暖提供理论依据。

收稿日期: 2018-03-09  
基金项目: 国家自然科学基金项目(51577065)、国家电网公司科技项目(KY-SG-2016-204-JLDKY)  
作者简介: 王 锋(1996-),男,云南籍,硕士研究生,研究方向为新能源发电控制技术、储能技术;  
韩晓娟(1970-),女,吉林籍,教授,博士,研究方向为新能源发电技术(通讯作者)。

## 2 储能协调蓄热式电锅炉消纳风电供暖机理

### 2.1 蓄热式电锅炉消纳风电蓄热供暖机理

由于供热地区距风电场普遍较远,新建路线使得风电场直接给蓄热式电锅炉供电产热投资成本增加,因此,大多采用非直供电模式(如图1所示)。从图1中可以看出,风电场发电送入电网,蓄热式电锅炉再从电网购电制热。蓄热式电锅炉在夜间负荷低谷时段以恒定功率运行,当风电场所提供电量不足时由电网补充提供,保证蓄热式电锅炉安全稳定运行。在夜间产生的热量一部分用于直接输送给供热公司,另一部分存入蓄热罐中,待到白天负荷高峰期,再由蓄热罐放热保证供热。此方法可以消纳部分风电弃风,但是效率较低。

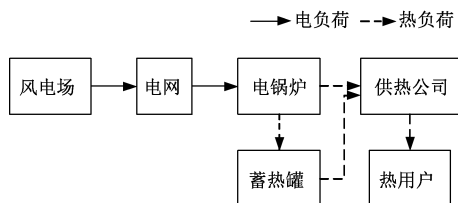


图1 非直供电下运行模式

Fig. 1 Operation mode of non-direct power supply

### 2.2 储能协调蓄热式电锅炉消纳风电供暖机理

电锅炉以恒定功率运行时,消纳弃风效率较低,经济效益不佳,因此本文采用电锅炉跟踪弃风的运行方式。由于风电功率具有快速波动性,需要电锅炉频繁调节其运行功率以匹配快速波动的风电功率,这样造成电锅炉电极棒调节次数增加,降低了电锅炉使用寿命。加入储能系统协调蓄热式电锅炉调节运行可以减少蓄热式电锅炉电极棒调节次数,提高蓄热式电锅炉消纳风电供暖的整体经济效益。非直供电模式下储能协调蓄热式电锅炉消纳风电供暖系统结构如图2所示。

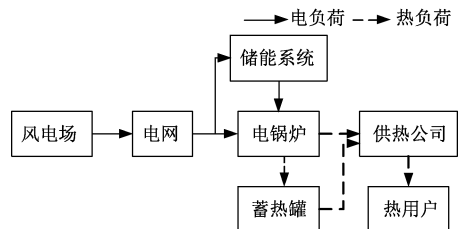


图2 加入储能的非直供电运行模式

Fig. 2 Operation mode of non-direct power supply with energy storage

从图2可以看出,加入储能系统协调蓄热式电锅炉运行对系统整体运行模式影响不大,只是在用户侧加入了储能系统以协调电锅炉调节运行功率。

## 3 “风电-电网-储能-电锅炉”系统运行经济性评估模型

“风电-电网-电锅炉-储能”系统运行经济性评估模型需要综合考虑系统的成本与收益,以系统日净收益最大为目标函数建立蓄热供暖经济模型,其目标函数为:

$$F = \max I \quad (1)$$

式中,  $I$  为蓄热供暖系统的日净收益,其值等于风电供暖系统日总收益  $S$  与日总成本  $C$  的差值,即

$$I = S - C \quad (2)$$

其具体构成如下文所述。

### 3.1 经济性评估模型成本分析

$$C = C_1 + C_2 + C_3 + C_4 \quad (3)$$

式中,  $C_1$  为蓄热式电锅炉投资成本;  $C_2$  为蓄热式电锅炉运行维护成本;  $C_3$  为蓄热式电锅炉一天内需要从电网购电的成本;  $C_4$  为储能系统投资与运行维护成本。这里各成本都折算到等日值。

蓄热式电锅炉投资成本  $C_1$  为:

$$C_1 = \frac{C_{\text{boil}}}{D_Y N_{\text{boil}}} \quad (4)$$

式中,  $C_{\text{boil}}$  为蓄热式电锅炉一次投资成本;  $N_{\text{boil}}$  为蓄热式电锅炉平均寿命(年);  $D_Y$  为每年的供热期天数。

蓄热式电锅炉运行维护成本计算如下:

$$C_2 = c_{\text{bar}} N \quad (5)$$

式中,  $c_{\text{bar}}$  为蓄热式电锅炉电极棒调节的惩罚成本(元);  $N$  为一天内蓄热式电锅炉电极棒调节次数。

计算购电成本时需要综合考虑峰谷分时电价和对应时段的使用电量。峰谷分时电价是一种有效的需求响应方式,其最终目的是通过削峰填谷来提高风电蓄热供暖的收益<sup>[15]</sup>。实行峰谷分时电价前,假设执行单一制电价  $e_0$ ,实行峰谷分时电价后,峰、平、谷时段电价在原单一电价基础上,上下浮动一定比例,即

$$\begin{cases} e_f = e_0(1 + \alpha) & t \in T_f \\ e_p = e_0(1 + \beta) & t \in T_p \\ e_g = e_0(1 + \gamma) & t \in T_g \end{cases} \quad (6)$$

式中,  $e_f$ 、 $e_p$ 、 $e_g$  分别为实行峰谷分时电价后峰、平、谷三个时段的电价;  $\alpha$ 、 $\beta$ 、 $\gamma$  为峰、平、谷三个时段电

价的上、下浮动幅度;  $T_f, T_p, T_g$  为峰、平、谷三个时段。因此,蓄热式电锅炉一天从电网购电的成本  $C_3$  为:

$$C_3 = E_f e_f + E_p e_p + E_g e_g \quad (7)$$

式中,  $E_f, E_p, E_g$  分别为蓄热式电锅炉一天在峰、平、谷时段从电网购买的电量。

储能系统投资与运行维护成本  $C_4$  为:

$$C_4 = \frac{C_p P_b + C_E E_b}{365 N_{by}} \quad (8)$$

式中,  $C_p, C_E$  分别为单位功率成本(元/kW)和单位容量成本(元/(kW·h));  $P_b, E_b$  分别为储能系统最大充放电功率(kW)和额定容量(kW·h);  $N_{by}$  为储能系统平均使用寿命(年)。

### 3.2 经济性评估模型收益分析

储能协调蓄热式电锅炉供暖系统主要收益为风电场风电并网收益  $S_1$ , 另一部分收益为系统向供热站售热收益  $S_2$ 。各收益都折算至等日值。经济性评估模型收益表达式为:

$$S = S_1 + S_2 \quad (9)$$

风电场风电并网收益  $S_1$  表达式为:

$$S_1 = E_s e_s \quad (10)$$

式中,  $E_s$  为风电场一天的并网电量;  $e_s$  为风电场风电并网电价。

$E_s$  计算公式为:

$$E_s = \int_0^{24} \min \{ P_{boil}(t), P_{wind}(t) \} dt \quad (11)$$

式中,  $P_{boil}(t)$  为蓄热式电锅炉在  $t$  时刻的运行功率;  $P_{wind}(t)$  为  $t$  时刻的弃风功率。

风电场一天的弃风电量计算公式为:

$$E_q = \int_0^{24} P_{wind}(t) dt \quad (12)$$

系统向供热站售热收益  $S_2$  为:

$$S_2 = Q_n e_r \quad (13)$$

式中,  $Q_n$  为系统一天向供热站售热量(GJ);  $e_r$  为系统向供热站售热单价(元/GJ)。

### 3.3 模型约束条件

电锅炉的运行功率需满足如下约束:

$$P_{boil}^{\min} \leq P_{boil}(t) \leq P_{boil}^{\max} \quad (14)$$

式中,  $P_{boil}^{\min}$  和  $P_{boil}^{\max}$  分别为蓄热式电锅炉运行功率的下限和上限。

蓄热罐容量  $Q_{xu}(t)$  满足式(15)和式(16):

$$Q_{xu}(t) = \int_0^{24} [3.6\eta P_{boil}(t) - P_n(t)] dt \quad (15)$$

$$Q_{xu}^{\min} \leq Q_{xu}(t) \leq Q_{xu}^{\max} \quad (16)$$

式中,  $\eta$  为蓄热式电锅炉电热转换效率;  $P_n(t)$  为各时刻单位时间最低热负荷需求(GJ/h);  $Q_{xu}^{\min}, Q_{xu}^{\max}$  分别为蓄热罐蓄热容量的下限和上限。

各时刻最低单位时间热负荷需求满足如下约束:

$$P_n(t) = H_{pu}(t) P_{nb} \quad (17)$$

式中,  $H_{pu}(t)$  为各时刻最低热负荷系数;  $P_{nb}$  为单位时间最低基础热负荷需求(GJ/h)。

蓄热式电锅炉一天的产热量  $Q_{hot}$  应当满足以下约束:

$$Q_{hot} = 3.6 \int_0^{24} \eta P_{boil}(t) dt \quad (18)$$

$$Q_{hot} \geq Q_n \quad (19)$$

式中,  $Q_n$  为供热地区一天内需求热负荷最低值。

储能系统需要满足充放电约束和荷电状态约束:

$$|P_{bess}(t)| \leq P_{bess}^{\max} \quad (20)$$

$$SOC_{\min} \leq SOC(t) \leq SOC_{\max} \quad (21)$$

$$SOC(t) = SOC(t-1) + \frac{P_{bess}(t) \Delta t}{E_{bess}^{\max}} \quad (22)$$

式中,  $P_{bess}(t)$  为储能系统  $t$  时刻充放电功率;  $P_{bess}^{\max}$  为储能系统最大充放电功率;  $SOC(t)$  为储能系统  $t$  时刻荷电状态;  $SOC_{\min}, SOC_{\max}$  分别为储能系统荷电状态下限和上限;  $E_{bess}^{\max}$  为储能系统容量。

### 3.4 粒子群算法

粒子群优化算法(PSO)最早源于对鸟群觅食行为的研究,是对这种社会行为的模拟,即利用信息共享机制,使得个体间可以相互借鉴经验,从而促进整个群体的发展。本文采用 PSO 算法对风电供暖经济性评估模型进行优化求解。PSO 算法流程如图 3 所示。

## 4 算例分析

### 4.1 模型参数设定

本文以某风电供暖示范工程实际运行数据为例进行分析,风电场装机容量为 100MW,采样间距为 30min。从 22:00 至次日 22:00 风电场典型日弃风曲线如图 4 所示。

根据式(12)计算该日弃风总量  $E_q$  为 436.895MW·h,造成风资源大量浪费。该系统经济性评估模型所需参数如表 1 所示。

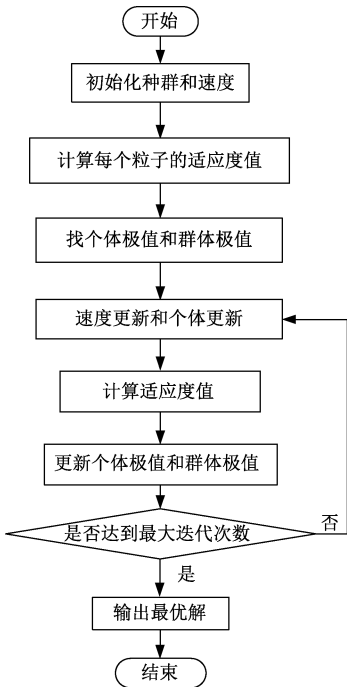


图 3 粒子群算法流程图  
Fig. 3 Flow chart of PSO

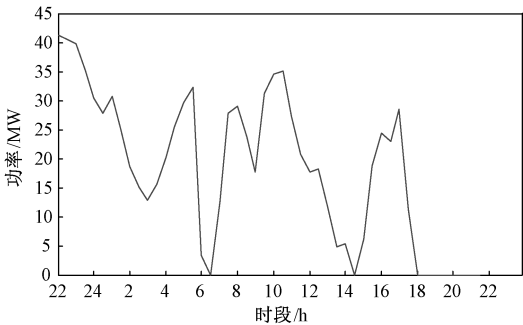


图 4 典型日弃风功率  
Fig. 4 Typical abandoned wind power curve

表 1 经济性评估模型所需参数	
Tab. 1 Required parameters in economic evaluation model	
参数	数值
蓄热式电锅炉投资成本/万元	1000
蓄热式电锅炉平均使用寿命/年	20
电锅炉最大运行功率/MW	30
蓄热罐最大容量/GJ	450
蓄热式电锅炉电热转换效率	0.99
一个供热期时长/天	168
每日最少供热需求/GJ	670
卖热价格/(元/GJ)	26
风电上网价格/(元/(kW·h))	0.58
储能系统规模	1MW/0.5MW·h
储能系统投资成本/万元	450
储能系统使用寿命/年	15

假定电极棒每次调节的惩罚成本取 500 元,蓄热式电锅炉购电价格执行大工业用电价格  $e_0 = 0.5936$  元/(kW·h),  $\alpha = 0.5, \beta = 0, \gamma = -0.5$ 。根据式(6)计算得到该地区大工业用电峰谷时段及分时电价,如表 2 所示。

表 2 该地区大工业用电峰谷分时电价

Tab. 2 TOU power price	
峰谷时段	
电价/(元/(kW·h))	
谷时	0:00~5:00, 22:00~24:00
平时	5:00~7:30, 11:00~17:00, 21:00~22:00
峰时	7:30~11:30, 17:00~21:00

单位时间最低基础热负荷需求  $P_{nb} = 33.65$  GJ/h,  $H_{pu}$  为:

$$H_{pu} = \begin{cases} 0.8 & 0 \leq t \leq 8 \\ 0.75 & 8 < t \leq 18 \\ 1.0 & 18 < t < 24 \end{cases} \quad (23)$$

由式(17)计算得到各时间段内单位时间所需最低热负荷需求,如图 5 所示。

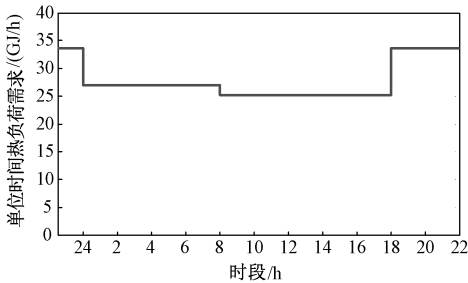


图 5 单位时间最低热负荷需求  
Fig. 5 Minimum heat load demand per time

4.2 未配置储能的风电蓄热供暖系统经济性评估

根据 4.1 节所选数据和参数,在未配置储能的情况下,利用粒子群算法对本文所建立的经济性模型进行求解,所得结果如下。

蓄热式电锅炉运行功率与分时电价曲线如图 6 所示。可见,蓄热式电锅炉运行功率在电价低谷时段较高,在电价高峰时段较低。图 7 为在满足经济性最优的条件下风电弃风功率调度曲线。可见,该日内加入蓄热式电锅炉后被弃风电大量上网,尤其是夜间负荷低谷时段。图 8 为蓄热罐热量变化曲线。可见,蓄热罐热量在次日 5:00 达到最大,之后略有下降,且在次日 22:00 比首日 22:00 高。说明该日弃风较大,蓄热罐存储了部分热量,可以避免下一日因弃风不足而需要从电网额外购电。



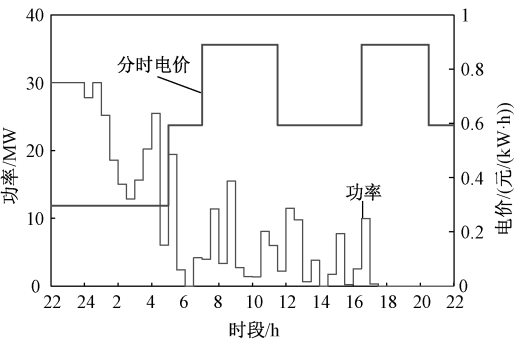


图 6 电锅炉加热功率与分时电价图

Fig. 6 Electric boiler heating power and TOU electricity price

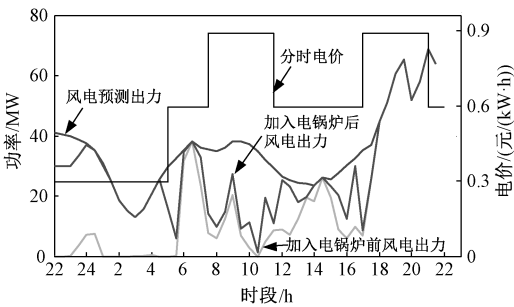


图 9 加电锅炉前后风电出力与分时电价曲线

Fig. 9 Wind power output before and after heating and TOU electricity price curve

随迭代次数变化的曲线。可以看出,当迭代次数达到 13 次时,日收益达到最大且之后随着迭代次数的增加,日收益不变,最大日收益为 35662 元。

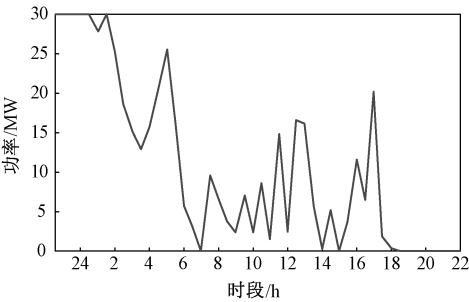


图 7 最优风电调度曲线

Fig. 7 Optimal wind power dispatching curve

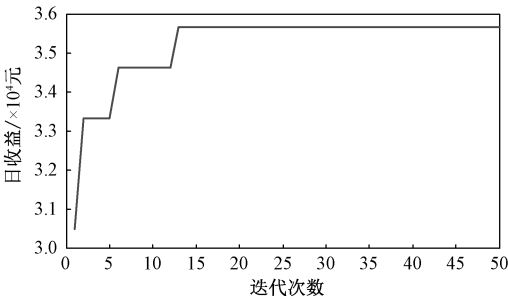


图 10 日收益迭代曲线

Fig. 10 Revenue iteration curve

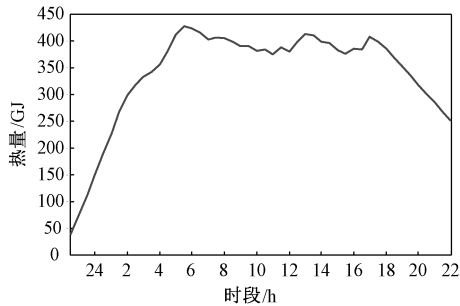


图 8 蓄热罐热量变化曲线

Fig. 8 Heat transfer curve of heat storage tank

为比较加入蓄热式电锅炉前后对风电的影响,将风电预测出力曲线、加入蓄热式电锅炉前后的风电实际出力曲线以及分时电价曲线在图 9 中对应绘出。从图 9 可以看出,加入蓄热式电锅炉后风电出力明显增加,在分时电价低谷时段,风电弃风在电锅炉运行功率允许范围内被尽可能消纳,而在分时电价平时段和高峰时段,风电弃风消纳量相对较低。经式(11)计算得出加入蓄热式电锅炉后该日消纳风电弃风 300.1034MW·h,消纳弃风率达到 68.7%。

图 10 为利用蓄热式电锅炉消纳风电的日收益

4.3 配置储能的风电蓄热供暖系统经济性评估

本算例中加入储能系统的目的是减少蓄热式电锅炉运行过程中功率调节次数。蓄热式电锅炉厂家规定蓄热式电锅炉电极棒最多只能半小时调节一次,在未加入储能时一日调节次数为 36 次。

所配置的储能系统为钛酸锂电池,容量为 1MW/0.5MW·h,购买成本为 450 万元。在配置储能系统后储能系统一日内 SOC 变化曲线如图 11 所示。可以看出,储能系统一日在 10:00、11:30、14:30、17:00 动作 4 次,即减少蓄热式电锅炉功率变化 4 次。

配置储能系统后日收益随进化代数变化曲线如图 12 所示。可以看出,当迭代次数达到 24 时日收益达到最大且之后随着迭代次数的增加,日收益不发生改变,最大日收益为 36138 元。

配置储能系统后蓄热式电锅炉运行功率改变次数为 32 次,减小 4 次,电锅炉运维费用减小,系统日收益增加。

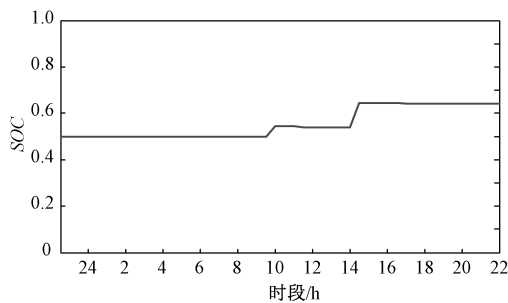


图 11 储能系统 SOC 曲线

Fig. 11 Energy storage system SOC curve

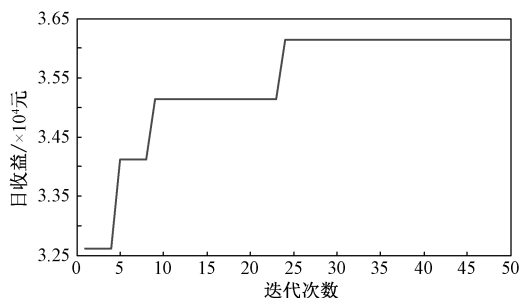


图 12 配置储能系统后日收益迭代曲线

Fig. 12 Revenue iteration curve after configuring energy storage system

## 5 结论

本文在综合考虑风资源、电负荷、热负荷和储能联合供暖系统的基础上,以日收益最大为目标建立了基于储能协调蓄热式电锅炉消纳风电供暖系统的经济评估模型,对加入储能前后系统收益情况进行对比,得到如下结论:

(1)利用蓄热式电锅炉供暖消纳风电可以产生良好的经济效益,而储能系统的加入可有效减少电锅炉电极棒调节次数,不但能保障系统安全稳定运行,而且能增加系统经济效益。

(2)能源问题和环境问题的越来越受到重视,国家会大力推广风电蓄热供暖,对于蓄热电价和环境效益会有越来越多的补贴和优惠政策。届时,储能协调蓄热式电锅炉风电蓄热供暖系统的经济效益、环境效益都会得到更大的提升。

## 参考文献 (References):

[1] 李佳佳, 胡林献 (Li Jiajia, Hu Linxian). 基于二级热网电锅炉调峰的消纳弃风方案研究 (Research on accommodation scheme of curtailed wind power based on peak-shaving electric boiler in secondary heat supply net-

work) [J]. 电网技术 (Power System Technology), 2015, 39 (11): 3286-3291.

[2] 黄际元, 李欣然, 黄继军, 等 (Huang Jiyuan, Li Xinran, Huang Jijun, et al.). 不同类型储能电源参与电网调频的效果比较研究 (Comparison of application of different energy storages in power system frequency regulations) [J]. 电工电能新技术 (Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy), 2015, 34 (3): 49-53.

[3] 熊敏鹏, 张严, 袁家海, 等 (Xiong Minpeng, Zhang Yan, Yuan Jiahai, et al.). 我国风电的经济性评价及政策建议 (Economic evaluation and policy recommendations of wind power in China) [J]. 中国能源 (Energy of China), 2016, 38 (10): 20-26.

[4] 徐飞, 陈磊, 金和平, 等 (Xu Fei, Chen Lei, Jin Heping, et al.). 抽水蓄能电站与风电的联合优化运行建模及应用分析 (Modeling and application analysis of optimal joint operation of pumped storage power station and wind power) [J]. 电力系统自动化 (Automation of Electric Power Systems), 2013, 37 (1): 149-154.

[5] 张新宇, 李斌, 姚远 (Zhang Xinyu, Li Bin, Yao Yuan). 风电供暖技术方法研究 (Technology of heating by wind power) [J]. 电网与清洁能源 (Power System and Clean Energy), 2014, 30 (1): 94-96.

[6] 吕泉, 李玲, 朱全胜, 等 (Lv Quan, Li Ling, Zhu Quansheng, et al.). 三种弃风消纳方案的节煤效果与国民经性比较 (Comparison of coal-saving effect and national economic indices of three feasible curtailed wind power accommodating strategies) [J]. 电力系统自动化 (Automation of Electric Power Systems), 2015, 39 (7): 75-83.

[7] 侯德席, 张健, 王曼莉 (Hou Dexi, Zhang Jian, Wang Manli). 蓄热式电供暖技术经济性分析 (Technical and economic analysis on regenerative electric heating technology) [J]. 煤气与热力 (Gas & Heat), 2010, 30 (10): 21-23.

[8] 赵丽娟 (Zhao Lijuan). 蓄热式电锅炉发展前景及技术经济性分析 (Regenerative electric boiler development prospects and the technical economy analysis) [J]. 四川建筑 (Sichuan Architecture), 2003, 23 (8): 238-239.

[9] 金灿宝 (Jin Canbao). 能源局力挺风电供暖 (Energy administration backed wind power heating) [J]. 广西电业 (Guangxi Electric Power), 2013, (4): 15.

[10] 魏晓霞 (Wei Xiaoxia). 我国大规模风电接入电网面临的挑战 (Challenges of large wind power integrated into the grid) [J]. 中国能源 (Energy of China), 2010, 32 (2): 19-21.

[11] 陈守军, 辛禾, 王涛, 等 (Chen Shoujun, Xin He, Wang Tao, et al.). 风电、蓄热式电锅炉联合供暖调度鲁棒优化模型 (Heating operation scheduling robust optimization model for heat storage electric boiler combined with wind power) [J]. 电力建设 (Electric Power Construction), 2016, 37 (1): 103-109.

[12] 王鹤, 庄冠群, 李国庆, 等 (Wang He, Zhuang Guanqun, Li Guoqing, et al.). 蓄热式电锅炉融合储能的风电消纳优化控制 (Wind power storage and optimal control of regenerative electric boiler) [J]. 分布式能源 (Distributed Energy), 2016, 1 (2): 1-7.

[13] 孙勇, 严干贵, 郑太一, 等 (Sun Yong, Yan Gangui, Zheng Taiyi, et al.). 电力市场背景下蓄热式电采暖消纳弃风的经济性分析 (Economic analysis of electrical heating with heat storage using grid integrated wind power) [J]. 储能科学与技术 (Energy Storage Science and Technology), 2016, 5 (4): 532-538.

[14] 丛晶, 宋坤, 鲁海威, 等 (Cong Jing, Song Kun, Lu Haiwei, et al.). 新能源电力系统中的储能技术研究综述 (Review of energy storage technology for new energy power system) [J]. 电工电能新技术 (Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy), 2014, 33 (3): 53-59.

[15] 胡福年, 汤玉东, 邹云 (Hu Funian, Tang Yudong, Zou Yun). 需求侧实行峰谷分时电价策略的影响分析 (Analysis of impacts of TOU price strategy) [J]. 电工技术学报 (Transactions of China Electrotechnical Society), 2007, 22 (4): 168-174.

Economic evaluation of wind power consumption based on energy storage systems coordinated regenerative electric boilers

WANG Feng<sup>1</sup>, LI Da-yong<sup>2</sup>, FANG Jin-yu<sup>1</sup>, HAN Xiao-juan<sup>1</sup>

- (1. School of Control and Computer Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;
2. State Grid Jilin Province Electric Power Co. Ltd., Changchun 130021, China)

**Abstract:** Aiming at the problem that the regenerative electric boilers can not match the rapid fluctuations of wind power in the process of accommodating wind power, the economic evaluation method of wind power consumption based on energy storage systems coordinated regenerative electric boilers is proposed in this paper. From the viewpoints of the cost and revenue of the combined operation system with “wind power-power grid-electric boiler-energy storage”, taking the maximum income as the objective function and fully considering the time of use price, the electric price of wind power connected to grid, the capacity of the abandoned wind and the power adjustment times of the regenerative electric boilers, a "Source-Grid-Load-Storage" operation system for wind power consumptive economic evaluation model is established, and the particle swarm optimization (PSO) algorithm is adopted to solve the model. Through the test of the practical operation data of wind power heating demonstration project the validity of the model is verified. The test results show that the addition of the energy storage system can reduce the power regulation of the electric boiler and improve the economic benefits which can provide a theoretical basis of wind power heating using energy storage coordinated regenerative electric boilers.

**Key words:** energy storage; wind power accommodation; regenerative electric boiler; economic evaluation