

DOI:10.3969/j.issn.1001-4551.2017.09.019

基于鲁棒优化的风-储联合配置研究

丁嘉涵,王冠中,张梦凡,曾淑云,黄民翔*

(浙江大学 电气工程学院,浙江 杭州 310027)

摘要:针对电网规划中的风电功率波动和储能配置问题,从电网建设、运行、维护角度,分析了风力发电效益与风储系统成本的组成元素,构造了考虑规划年内全局经济性的优化目标;利用鲁棒优化方法,量化了储能配置的最小容量,构造了风储协调配置的双层规划模型。模型为含随机变量的混合整数规划问题,通过遗传算法和鲁棒线性规划理论求解优化问题,在 Garver6 节点系统测试所提模型和求解方法的有效性。研究结果表明:所提基于鲁棒优化的风储协调配置规划方法能够科学指导风电和储能设备的选址定容,所得方案经济性更强,能有效应对风电功率的波动。

关键词:不确定性;风电;储能;鲁棒线性优化;遗传算法

中图分类号:TM715

文献标志码:A

文章编号:1001-4551(2017)09-1049-06

Wind-storage power joint allocation based on the robust optimization method

DING Jia-han, WANG Guan-zhong, ZHANG Meng-fan, ZENG Shu-yun, HUANG Min-xiang

(College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China)

Abstract: Aiming at the problem of wind power fluctuation and storage allocation in power grid planning, the components of the wind power generation efficiency and the cost of wind system were analyzed, and the optimization objective with the global economic in planning years considered was constructed from the point of view of power grid construction, operation and maintenance. The robust optimization method was used to quantify the minimum capacity of energy storage configuration and to establish the bi-level programming model. The model is a mixed integer programming problem with random variables. The optimization problem was solved by genetic algorithm and robust linear programming theory. The effectiveness of the proposed model and solving method was tested in a Garver6 node system. The results indicate that wind-storage joint allocation method bases on robust optimization theory can scientifically guide the selection of location and capacity of wind power and energy storage. The economic benefit of the scheme is stronger, and the scheme can combat wind power fluctuations effectively.

Key words: uncertainty; wind energy; energy storage; robust linear optimization; genetic algorithm

0 引 言

风电的波动性和间歇性对风电并网和消纳带来很大挑战。引入储能装置构成风储联合发电系统,有助于平抑风电波动,提高系统接纳能力。

针对风储系统配置问题,国内外学者开展了大量

研究,其优化目的一般有减少系统稳定运行所需的储能容量^[1-2]、提高储能系统对电网的支撑能力^[3]、提高风储联合系统综合收益等^[4],研究方法有机会约束优化^[5]、鲁棒线性优化方法^[6]、随机优化^[7]、仿真分析^[8]、确定性场景法等^[9-10]。

上述研究将风电可产出量作为其配置量或直接

收稿日期:2016-12-21

作者简介:丁嘉涵(1993-),女,回族,浙江平阳人,硕士研究生,主要从事储能与新能源并网、电力系统可靠性方面的研究. E-mail: 21510210@zju.edu.cn

通信联系人:黄民翔,男,教授. E-mail: huangmx@zju.edu.cn

将风电容量作为已知参数给出,然而,在风电带来经济环境收益的同时,储能作为辅助设备需补足现有电网对风电消纳能力的缺口,考虑储能目前造价仍较为昂贵,在一定区间内,风电带来的收益不足以抵消增设储能引起的支出,此时以小于风电可产出量进行配置反而会得到更高的综合收益,按风电可产出量进行配置的方式会导致实际风储配置容量偏多的结果。

针对上述问题,本研究提出一种基于鲁棒优化的风储联合配置方法。

1 优化模型

在规划年内,电力系统的总收益认为由设备建设维护成本、燃料费用和发电收益组成。配置风电有助于减少火电机组燃料费用,但需要 AGC 机组提供更多的旋转备用容量,在备用容量不足以平抑风电波动时,还需配置储能设备。基于直流潮流模型^[11],进行风电场和储能装置的选址定容,实现规划年内电力系统收益最大化。其中,风电场、火电厂、AGC 机组、非 AGC 机组、储能装置、负荷的节点集分别用符号 W 、 T 、 G 、 U 、 E 、 L 表示, $T = G \cup U$ 。

构造双层规划模型,上层目标为系统总成本最低;下层目标为当前风电装机条件下,满足系统鲁棒安全运行约束的储能容量最小。

1.1 上层规划

上层规划模型的目标函数如下:

$$f_1 = \min C = C^{\text{initial}} + C^{\text{om}} + C^{\text{fuel}} - E^{\text{grid}} \quad (1)$$

式中: C —规划年内系统总成本; C^{initial} —初始安装成本; C^{om} —运行维护成本; C^{fuel} —燃料成本; E^{grid} —售电收益。

(1) 初始安装成本。假设风-储安装成本在投资初期全部完成,储能安装成本中包含功率相关费用和容量相关费用:

$$C^{\text{initial}} = \rho_W^p \sum_{i=1}^{n_W} S_{W,i} + \rho_E^p \sum_{j=1}^{n_E} S_{E,j} \quad (2)$$

式中: ρ_W^p, ρ_E^p —风电、储能的单位功率安装成本,元/MW; n_W, n_E —系统内风电、储能单元的个数; $S_{W,i}, S_{E,j}$ —第 i, j 个风电、储能单元的功率容量。

(2) 运行维护成本:

$$C^{\text{om}} = \sum_{n=1}^{NY} \left(\left(\frac{1 + \alpha_W^{\text{om}}}{1 + a} \right)^{n-1} \cdot \rho_W^{\text{om}} \sum_{i=1}^{n_W} S_{W,i} + \left(\frac{1 + \alpha_E^{\text{om}}}{1 + a} \right)^{n-1} \cdot \rho_E^{\text{om}} \sum_{j=1}^{n_E} S_{E,j} \right) \quad (3)$$

式中: NY —规划年数; $\rho_W^{\text{om}}, \rho_E^{\text{om}}$ —风电、储能的年单位功率运维成本; $\alpha_W^{\text{om}}, \alpha_E^{\text{om}}$ —考虑通货膨胀情况下 $\rho_W^{\text{om}}, \rho_E^{\text{om}}$ 的增长率; a —贴现率。

(3) 燃料成本。仅考虑火电厂产生的燃料费用,规划年内的燃料成本如下式所示:

$$C^{\text{fuel}} = 8760 \sum_{n=1}^{NY} \left(\left(\frac{1 + \alpha_T^{\text{fuel}}}{1 + a} \right)^{n-1} \rho_T^{\text{fuel}} \sum_{i=1}^{n_T} P_{T,i} \right) \quad (4)$$

式中: ρ_T^{fuel} —火电厂的单位发电量燃料成本; α_T^{fuel} —考虑通货膨胀情况下 ρ_T^{fuel} 的增长率; $P_{T,i}$ —第 i 个火电厂的均值出力。

(4) 发电收益:

$$E^{\text{grid}} = 8760 \sum_{n=1}^{NY} \left(\left(\frac{1 + \alpha_W^{\text{grid}}}{1 + a} \right)^{n-1} \cdot \rho_W^{\text{grid}} \sum_{i=1}^{n_W} P_{W,i} + \left(\frac{1 + \alpha_T^{\text{grid}}}{1 + a} \right)^{n-1} \cdot \rho_T^{\text{grid}} \sum_{j=1}^{n_T} P_{T,j} \right) \quad (5)$$

式中: $\rho_W^{\text{grid}}, \rho_T^{\text{grid}}$ —风电场、火电厂单位发电量售电收益,考虑政府对风电的环保补贴, $\rho_W^{\text{grid}} > \rho_T^{\text{grid}}$; $\alpha_W^{\text{grid}}, \alpha_T^{\text{grid}}$ —考虑通货膨胀情况下 $\rho_W^{\text{grid}}, \rho_T^{\text{grid}}$ 的增长率; $P_{W,i}$ —第 i 个风电场的均值出力, $P_{W,i} = k_i S_{W,i}$, k_i 可根据规划地区的风资源平均条件进行估计。

上层规划的决策变量为风电场额定容量 S_W , 约束条件为风电场容量约束:

$$0 \leq S_W \leq \bar{S}_W \quad (6)$$

式中: \bar{S}_W —风电场允许配置的最大容量。

上层目标函数中的有关内容具体如式(2~5)所示,约束条件仅有式(6)。

1.2 下层规划

下层规划的目标函数为可配置节点的储能装置功率容量之和最小,即:

$$f_2 = \min \sum_{i=1}^{n_E} S_{E,i} \quad (7)$$

下层规划的约束条件包括:

(1) 功率平衡约束。由于风电功率波动量与 AGC 机组、储能设备对其反向调整量相互抵消,故功率平衡约束为:

$$\sum_{i=1}^{n_L} P_{L,i} = \sum_{j=1}^{n_U} P_{U,j} + \sum_{k=1}^{n_G} P_{G,k} + \sum_{y=1}^{n_W} P_{W,y} \quad (8)$$

式中: $P_{L,i}, P_{U,j}, P_{G,k}$ —第 i, j, k 个负荷功率、非 AGC 机组均值出力、AGC 机组均值出力; n_L, n_U, n_G —负荷、非 AGC 机组、AGC 机组的个数。

(2) AGC 机组和储能对风电功率波动的应对。对风电场 j 来说,系统内 AGC 机组、储能设备对该风电场功率波动的反应能力之和应与其功率波动相当,才能

实现系统动态潮流平衡,即:

$$\sum_{i=1}^{n_{EB}} M_{ik} + \sum_{j=1}^{n_{GB}} G_{jk} = 1, M_{ik}, G_{jk} \geq 0, k = 1, \dots, n_{WB} \quad (9)$$

式中: M_{ik}/G_{jk} —储能装置/AGC 机组的功率平衡灵敏度系数,表示第 k 个风电场功率发生单位波动时,第 i/j 个储能装置/AGC 机组功率的调整量。

(3) 线路潮流约束:

$$-\bar{F} \leq T(P_L - P_U - P_C - P_W + (M + G - I)\Delta P_W) \leq \bar{F} \quad (10)$$

式中: \bar{F} —线路传输功率极限向量; T —功率传输分配矩阵^[12],表示节点注入功率在线路中引起的潮流分布; $P_L, P_U, P_C, P_W, \Delta P_W$ —负荷功率、非 AGC 机组均值出力、AGC 机组均值出力、风电场均值出力向量、风电场实际出力与均值出力的偏移量, $\overline{\Delta P_W} \leq \Delta P_W \leq \overline{\Delta P_W}, \overline{\Delta P_W} = S_W - P_W, \overline{\Delta P_W} = -P_W$ 。

(4) AGC 机组运行范围约束:

$$\overline{P_C} \leq P_C - M\Delta P_W \leq \overline{P_C} \quad (11)$$

式中: $\overline{P_C}, \underline{P_C}$ —AGC 机组最大、最小出力向量; $-M\Delta P_W$ —AGC 机组出力应对风电波动的反向调整量。

(5) 储能装置运行范围约束:

$$-S_E \leq -G\Delta P_W \leq S_E \quad (12)$$

式中: $-G\Delta P_W$ —储能装置应对风电波动的反向调整量; S_E —储能装置功率容量配置值。

其中,式(6, 8 ~ 9)为确定性约束;式(10 ~ 12)包含随机变量 ΔP_W ,为不确定约束。决策变量为风电场额定容量 S_W 、储能装置额定功率 S_E 、AGC 机组均值出力 P_C 、储能装置/AGC 机组的功率平衡灵敏度系数 M/G ,假设风电最小安装单位为 1MW,故 S_W 为整数变量。

综上,模型为含随机变量的混合整数规划模型。

2 求解方法

本研究使用鲁棒线性优化方法处理包含风电功率的约束,在这里使用 KRO 方法来处理不对称分布的风电功率^[13]。在求解混合整数规划问题时,利用遗传算法进行全局搜索。下面具体介绍求解过程。

2.1 KRO 方法

含随机变量的线性规划模型一般形式为:

$$\begin{aligned} \min \quad & cx \\ \text{s. t.} \quad & Ax \leq b \\ & l \leq x \leq u \end{aligned} \quad (13)$$

式中: x —决策变量, $x \in \mathbf{R}^n$; l, u — x 的上下界,且 $l, u \in \mathbf{R}^n$; c —目标函数系数向量, $c \in \mathbf{R}^n$; A, b —不等式约束的系数矩阵和右端向量, $A \in \mathbf{R}^{m \times n}$, $b \in \mathbf{R}^m$ 。

由于向量 b, c 中的不确定参数均可转化为不等式系数矩阵 A 中的不确定参数,不妨假设不确定参数只来源于矩阵 A 。 a_{ij} 为矩阵 A 的第 i 行 j 列元素,其上下限、均值为 $a_{ij}^L, a_{ij}^U, \bar{a}_{ij}$ 。记 $t_{ij}^B = \bar{a}_{ij} - a_{ij}^L, t_{ij}^F = a_{ij}^U - \bar{a}_{ij}$ 。令 J_i 为矩阵 A 中不确定参数的集合, $|J_i|$ 为集合 J_i 中元素个数。根据 KRO 理论,本研究对不等式 i 引入鲁棒性指标 Γ_i ($\Gamma_i \leq |J_i|$),则含随机变量的线性规划模型式(13)可转化为确定性鲁棒对等线性模型:

$$\begin{aligned} \min \quad & cx \\ \text{s. t.} \quad & \sum_{j=1}^n \bar{a}_{ij} x_j + \Gamma_i z_i + \sum_{k \in J_i} p_{ik} \leq b_i, i = 1, \dots, m \\ & z_i + p_{ik} \geq t_{ik}^F x_k, i = 1, \dots, m, \forall k \in J_i \\ & z_i + p_{ik} \geq -t_{ik}^B x_k, i = 1, \dots, m, \forall k \in J_i \\ & z_i \geq 0, p_{ik} \geq 0, i = 1, \dots, m, \forall k \in J_i \\ & l \leq x \leq u \end{aligned} \quad (14)$$

式中: z_i, p_{ik} —鲁棒转化过程中产生的新决策变量,无实际物理意义。

同时,随机变量的变化范围和鲁棒性指标应满足集合关系:

$$\begin{aligned} R_i(\Gamma_i) = \{a_i \mid a_{ik} \in [\bar{a}_{ik} - \beta_{ik} t_{ik}^B, \bar{a}_{ik} + \beta_{ik} t_{ik}^F], \\ 0 \leq \beta_{ik} \leq 1, \\ \sum_{k \in J_i} \beta_{ik} \leq \Gamma_i\}, i = 1, \dots, m, \forall k \in J_i \end{aligned} \quad (15)$$

式中: a_i —矩阵 A 第 i 行随机变量向量, a_{ik} — a_i 中第 k 个元素, β_{ik} —由鲁棒性指标决定的变量。

2.2 储能配置

在基于 KRO 的储能配置问题中,要求鲁棒性指标满足 $\Gamma \leq n_{WB}$;决策变量为储能装置额定功率 S_E 、AGC 机组均值出力 P_C 、储能装置/AGC 机组的功率平衡灵敏度系数 M/G ;随机变量为风电场实际出力与均值出力的偏移量 ΔP_W ;约束条件为式(8 ~ 12);目标函数为式(7)。

根据 2.1 节所述 KRO 理论,由式(7 ~ 12)构成的含随机变量的内层储能配置模型可转化为式(14 ~ 15)所示只含确定性约束的形式。

2.3 具体流程

本研究计算的平台为配置酷睿 E7200 2.53 GHz CPU 和 2 G DDR2 内存的 PC,计算环境为 Matlab r2009a。采用遗传算法进行风储配置方案的寻优,在遗传算法内部利用 yalmip 工具箱处理基于 KRO 方法的最小储能配置问题。

算法实现的流程图如图 1 所示。

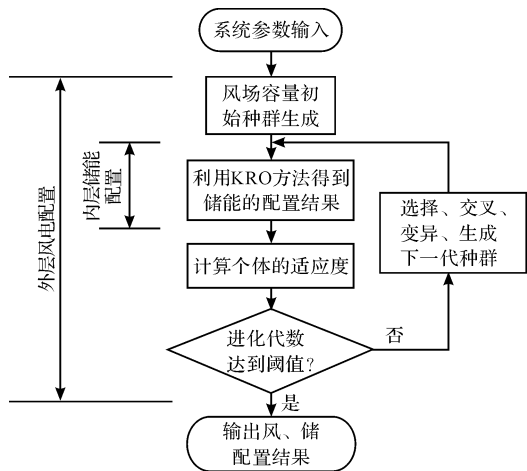


图 1 算法实现流程图

3 算例分析

3.1 算例条件

采用 Garver6 节点系统进行算例分析^[14], Garver6 节点系统接线图如图 2 所示。

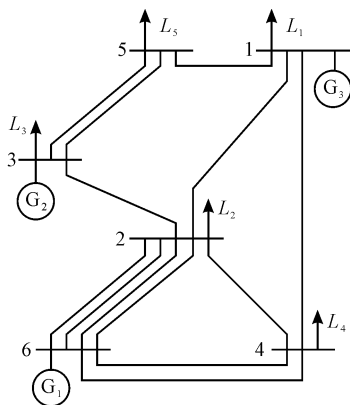


图 2 Garver6 节点系统接线图

其节点参数如表 1 所示。

表 1 Garver6 节点系统节点参数 (单位: MW)

节点	负荷有功功率	AGC 机组最大/ 最小出力	非 AGC 机组出力
1	100	150/120	-
2	300	-	-
3	50	280/200	-
4	200	-	-
5	300	-	-
6	-	500/300	-

支路参数如表 2 所示。

表 2 Garver6 节点系统支路参数

支路	线路数	线路阻抗/pu	线路传输功率上限/MW
1-2	1	0.4	100
1-4	1	0.6	80
1-5	1	0.2	100
2-3	1	0.2	100
2-4	1	0.4	100
2-6	4	0.3	100
3-5	2	0.2	100
4-6	2	0.3	100

在表 2 中, 线路阻抗与线路传输功率上限均表示单条线路的参数。

考虑一般性情况, 假设储能可配置节点及容量不受限。而适合装设风电场与否以及安装容量对于地理位置有较高要求, 故设定风电场可配置节点及其容量配置上限如表 3 所示。

表 3 风电场可配置节点及容量上限 (单位: MW)

节点	1	2	3	4	5	6
风电场容量上限	50	-	100	100	50	-

初始安装成本、运行维护成本、燃料成本、售电收入中的各费用系数的取值为^[15]: ρ_w^p 取 5×10^6 元/MW, ρ_w^v 取 1×10^6 元/MW, ρ_w^{om} 取 2.6×10^5 元/MW·年, ρ_E^{om} 取 2.6×10^5 元/MW·年, ρ_T^{fuel} 取 245.7 元/MWh, ρ_w^{grid} 取 550 元/MWh, $V\rho_T^{grid}$ 取 400 元/MWh。

各项费用年增长率的取值为: α_w^{om} 、 α_E^{om} 、 α_T^{fuel} 均取 10%, α_w^{grid} 、 α_T^{grid} 均取 2.5%。

其他参数的取值为: 规划年数 NY 取 5, 贴现率取 8%, 各储能单元额定功率放电持续时间 T_E 均取 3, 比例系数 k 均取 0.55, 鲁棒性指标 Γ 取 4, 遗传算法进化代数阈值取 60。

3.2 配置结果

本研究采用 3.1 节中的算例条件, 得到风储配置结果及 AGC 机组出力均值如表 4 所示。

表 4 算例风、储配置结果及 AGC 出力均值

节点	1	2	3	4	5	6
储能配置容量	0	0	0	0	37.4	0
风电配置容量	49.0	0	50.0	81.0	49.0	0
AGC 机组出力均值	147.4	0	237.1	0	0	451.0

由表 4 所示, 系统共需配置 37.4 MW 储能, 全部配置在节点 5 上, 在节点 1、3、4、5 共配置 229 MW 风电, AGC 机组均值出力之和为 835.5 MW, 其中节点 1 的 AGC 机组接近最大出力运行。

本研究采用上述配置方案, 在 5 年规划期内, 初始安装成本为 1.46 亿元, 燃料成本为 9.33 亿元, 运行维

护成本为 1.28 亿元,售电收益为 15.71 亿元,系统总收益为 3.64 亿元。

储能装置和 AGC 机组的功率平衡灵敏度系数如图 3 所示。

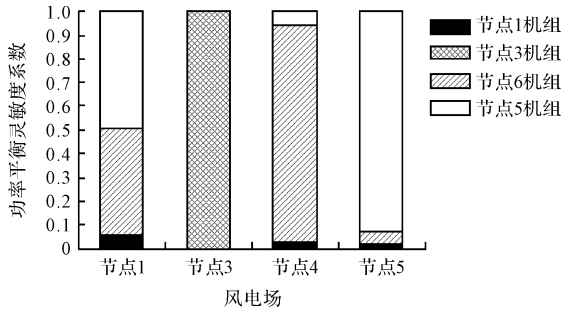


图3 储能装置和 AGC 机组的功率平衡灵敏度系数

由图 3 可知,风电功率波动通过 AGC 机组和储能设备调节能力得到完全消纳。各 AGC 机组在平衡风电均值出力下的有功功率外,同时具备风电功率波动调节能力。其中节点 3 机组能够完全消纳本节点的风电功率波动。节点 6 机组的调节能力通过网架输送分配到节点 1、4、5 的风电场。节点 5 本节点无 AGC 机组,属于网络中的薄弱环节,受网架传输能力及机组调节能力限制,原有调节能力弱,需大量依靠储能进行消纳。

3.3 网架输电能力及机组调节能力的影响

不同网架输电能力及机组调节能力下的风储配置结果对比如表 5 所示。

表 5 不同网架输电能力及机组调节能力下的风储配置结果对比 (单位:MW)

节点	1	2	3	4	5	6	
储能配置容量	情况 1	0	0	0	37.4	0	
	情况 2	3.5	3.1	3.2	3.3	3.8	3.1
	情况 3	10.4	3.4	7.5	3.8	31.6	3.4
风电配置容量	情况 1	49	0	50	81	49	0
	情况 2	49	0	71	97	46	0
	情况 3	49	0	21	81	47	0

注:情况 1—原算例条件;情况 2—线路传输功率上限扩大为 1.2 倍时的情况;情况 3—节点 3 机组改为 240 MW 非 AGC 机组时的情况

由情况 1、2 对比可知,当线路潮流约束放宽后,储能配置容量减少,配置点从集中在薄弱环节 5 节点变为各节点均衡分布,风电装设容量增大。这说明原有网架结构输电能力不足,导致灵活资源调节范围受限,从而限制了电力系统的风电接纳能力,可考虑线路扩容以扩大消纳能力。由情况 1、3 对比可知,节点 3 机组失去调节能力后,风电装设量减少的情况下还需增大储能配置量,这是由于机组可调运行范围局限而不

能参与的功率平衡调整量需由储能装置补充。

3.4 鲁棒性指标的影响

风-储配置结果及系统收益随鲁棒性指标 Γ 的变化关系如图 4 所示。

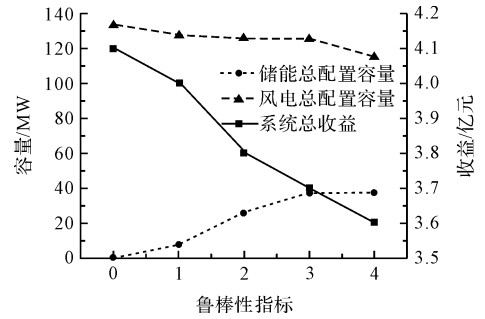


图4 鲁棒性指标对风-储配置结果及系统收益的影响

由图 4 可知,随着 Γ 增加,最优解违反约束的概率降低,风电配置容量、系统收益呈现单调递减,储能配置容量呈现递增趋势。通过改变鲁棒性指标 Γ ,可以根据对鲁棒性和经济性的不同偏好给出相应方案。

4 结束语

本研究构造了以风储建设成本和风电发电效益为目标的优化模型,有效权衡了风电增收与辅助设施支出的关系。通过算例验证了该方法的有效性,结果表明:

- (1) 风电实际配置容量小于可产出量,所提方法具有优化效果;
- (2) 当鲁棒性指标等于不确定元素个数时,配置结果能够实现风电波动的完全消纳;当鲁棒性指标减小时,可使结果在一定概率上违反风电波动的完全消纳,而使经济性得到提升;
- (3) 网架输电能力、机组调节能力对配置结果有较大影响,通过该方法能够对系统的薄弱环节进行分析,从而对拓展规划提供建议。

参考文献 (References):

[1] 汪海蛟,江全元.应用于平抑风电功率波动的储能系统控制与配置综述[J].电力系统自动化,2014,38(19):126-135.

[2] DUTTA S, SHARMA R. Optimal storage sizing for integrating wind and load forecast uncertainties [C]. Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), New York: IEEE, 2012.

[3] 尤毅,刘东,钟清,等.主动配电网储能系统的多目标优化配置[J].电力系统自动化,2014,38(18):46-52.

[4] 徐国栋,程浩忠,马则良,等.考虑电网调峰能力限制的风储联合系统概率综合效益评价方法[J].电网技术,2015,

39(10):2731-2738.

[5] 黎静华,文劲宇,程时杰,等. 基于 p_{\perp} 有效点理论的含大规模风电电力系统最小储能功率配置方法[J]. 中国电机工程学报,2013,33(13):45-52.

[6] 韩杏宇,黎嘉明,文劲宇,等. 含多风电场的电力系统储能鲁棒优化配制方法[J]. 中国电机工程学报,2015,35(9):2120-2127.

[7] ABBEY C, JOÓS G. A stochastic optimization approach to rating of energy storage systems in wind-diesel isolated grids [J]. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2009, 24(1):418-426.

[8] 姜书鹏,乔颖,徐飞,等. 风储联合发电系统容量优化配置模型及敏感性分析[J]. 电力系统自动化,2013,37(20):16-21.

[9] DUTTA S, SHARMA R. Optimal storage sizing for integrating wind and load forecast uncertainties [C]. Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), New York: IEEE,2012.

[10] ZHANG N, KANG C Q, KIRSCHEN D S, et al. Planning

pumped storage capacity for wind power integration [J]. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**,2013,4(2):393-401.

[11] 王锡凡,方万良,杜正纯. 现代电力系统分析[M]. 北京:科学出版社,2003.

[12] 甘德强,杨莉,冯东涵. 电力经济与电力市场[M]. 北京:机械工业出版社,2010.

[13] KANG S C. Robust linear optimization using distributional information[D]. Boston: College of Engineering, Boston University,2008.

[14] VILLASANA R, GARVER L L, SALON S J. Transmission network planning using linear programming [J]. **IEEE Transactionson Power Apparatus and Systems**, 1985(2):349-356.

[15] 金虹,衣进. 当前储能市场和储能经济性分析[J]. 储能科学与技术,2012,1(2):103-111.

[编辑:周昱晨]

本文引用格式:

丁嘉涵,王冠中,张梦凡,等. 基于鲁棒优化的风-储联合配置研究[J]. 机电工程,2017,34(9):1049-1054.

DING Jia-han, WANG Guan-zhong, ZHANG Meng-fan, et al. Wind-storage power joint allocation based on the robust optimization method[J]. Journal of Mechanical & Electrical Engineering, 2017,34(9):1049-1054. 《机电工程》杂志: <http://www.meem.com.cn>



中国科协
双喜期刊
中华人民共和国新闻出版总署



华东地区优秀期刊
2012年

机械制造[®]

MACHINERY 月刊

主要栏目

慧眼聚焦·专题报导·研究·开发·制造·材料·现状·趋势·战略·试验·检测·工艺·装备·维修·改装·经验交流·机电信息·质量·成本·管理·企业·产品·市场·技术讲座等。

读者对象

面向全国机电行业及相关配套行业的生产企业、设计院所、各院校从事机电产品研究、开发、设计、制造、设备应用等工程技术人员,以及企业规划、管理、营销等专业人士。

中国标准连续出版物号: ISSN1000-4998
CN31-1378/TH

发行: 公开发行, 全国各地邮局征订
邮发代号: 4-18 国外发行代号: M5562
刊期: 月刊(每月20日出版) 幅面: 大16开
定价: 18元/期, 全年总价216元
地址: 上海市中兴路960号2号楼407室 邮编: 200070
电话: 021-63292023 63217621 56902460
传真: 56902460
E-mail: jixiezhibao@126.com
网址: www.jxzzzz.com

创刊于

1950年

- 国家百种重点科技期刊
- 华东地区优秀期刊
- 中国科技论文统计源期刊
- 中国学术期刊综合评价数据库统计源期刊

★ 欢迎订阅 ★ 欢迎赐稿 ★ 欢迎刊登广告

本刊已加入中国学术期刊综合评价数据库、中国核心期刊(遴选)数据库、中国期刊全文数据库、中国期刊网、中文科技期刊数据库、万方数据库资源系统等。