

用于提高风电场运行效益的电池储能配置优化模型

徐国栋¹, 程浩忠¹, 方斯顿¹, 马则良², 张建平², 朱忠烈²

(1. 上海交通大学电子信息与电气工程学院, 上海市 200240; 2. 国家电网公司华东分部, 上海市 200120)

摘要: 为风电场配置电池储能系统(BESS)可以有效提高风电接纳能力,增加风电场运行效益。首先,提出一种考虑网架结构的 BESS 配置双层优化模型。外层模型计及系统安全约束,以风储联合系统相较风电场单独运行的效益增加量最大化为目标,确定 BESS 最优配置节点、功率、容量;内层模型以风储联合运行效益最大化为目标,以发电机组、风电场、BESS 出力为决策变量,考虑功率平衡、旋转备用以及储能系统功率、容量等约束。其次,提出基于改进帝国竞争算法(ICA)的数值优化算法求解该模型。最后,在改进 IEEE 118 节点系统中验证了所提模型的有效性。结果分析表明:该模型得到的 BESS 最佳配置方案可有效增加风电场运行效益,随着其投资成本降低或并网电价提高,风储联合运行效益增加量与弃风改善情况均呈增大趋势,且合理设定 BESS 初始荷电状态可以进一步提高风储联合运行效益;改进 ICA 相较 ICA 在保证收敛性的前提下可以有效提高计算速度。

关键词: 电池储能系统;网架结构;风电接纳能力;双层优化模型;改进帝国竞争算法

0 引言

环境污染与能源危机促进了以风能为代表的可再生能源快速发展。随着风电规模不断扩大,在向电网输送大量清洁电能的同时,也带来了一系列挑战,主要包括弃风、稳定性、电能质量等问题^[1-2]。其中,弃风问题尤为突出,其主要由于电网调峰容量不足^[3]以及系统网架结构受限^[4]引起。利用大规模储能系统对负荷“削峰填谷”可有效松弛电网调峰容量、网架结构的限制,提高风电接纳能力。抽水蓄能是目前电力系统中技术最为成熟的储能方式,但其对地理条件的要求比较苛刻,在风能资源丰富地区往往不宜建设抽水蓄能电站,而电池储能系统(BESS)具有能量密度大、对地理条件要求低等优点^[5-6],为有效缓解弃风,增加风电场运行效益,提供了全新思路。

目前,关于储能系统优化配置的研究主要集中在提高风电场可调度性^[7-8],减小风电功率预测误差^[9-10]与提高并网点电能质量^[11-12]等方面。而利用储能系统提高风电接纳能力,增加风电场运行效益的相关研究较少,综合考虑系统网架结构与风储联

合运行综合效益的优化配置研究更少。文献[13]利用储能系统对负荷“削峰填谷”提高负荷低谷时段风电接纳量,考虑储能系统的电量、环境、运行效益,确定储能系统最佳配置容量,文献[14]计及风储联合系统的电量、运行、调峰效益,利用电力系统自身惯性平衡频率偏差 ± 0.1 Hz 内的功率波动,给出储能系统最佳配置功率。但文献[13-14]仅能计及电网调峰容量不足引起的弃风,无法考虑系统网架结构限制对风电并网功率的影响,导致并网功率描述不全面,影响风储联合运行效益评价的准确性。文献[15]构建了综合考虑储能系统规划、运行的双层决策模型,在外层模型中计及了网架结构对储能系统规划的影响,但对风电场、储能系统效益描述不全面,未计及风电功率环境效益与储能系统因分时电价获取的收益。

为此,本文构建了一种考虑网架结构的 BESS 配置双层优化模型,采用基于改进帝国竞争算法(ICA)的数值优化算法求解此模型,分析了风储联合运行效益增加量构成以及 BESS 投资成本、并网电价对效益增加量、弃风改善情况的影响,随后分析了 BESS 初始荷电状态(SOC)对其最佳配置方案的影响,并在改进 IEEE 118 节点系统中进行验证。

1 双层优化模型

1.1 模型说明

储能系统的规划问题与运行问题密切相关,鉴

收稿日期: 2015-04-09; 修回日期: 2015-09-09。

上网日期: 2015-11-24。

国家重点基础研究发展计划(973 计划)资助项目(2014CB23903);国家自然科学基金资助项目(51337005)。

于现阶段储能系统昂贵的投资和维护费用,在储能系统规划的过程中应考虑建成后的运行问题,通过运行来指导规划,使储能系统的规划更为合理。目前,已有一些同时考虑储能规划与运行的探索性研究,文献[16]将储能规划问题与运行问题作为整体来建模,以储能容量、光伏容量与储能运行策略为决策变量,建立起以年费用最小为目标,考虑储能容量约束的优化模型,是一种新的尝试;文献[17]从经济性角度出发,探讨了储能、柴油机组运行策略对微网中储能规划问题的影响。

鉴于此,本文采用分层优化思想,构建了同时考虑储能规划与运行的双层优化模型:外层模型考虑 BESS 的规划问题,确定 BESS 的配置节点、功率与容量;内层模型包含两种形式,分别用于求解包含储能的风电场、BESS 最优出力计划以及不包含储能的风电场最优出力计划。同时,本文在外层、内层模型中分别考虑系统网架结构受限与电网调峰容量不足对并网风电功率影响,使并网风电功率描述更为全面,BESS 配置方案更加贴近实际。

1.2 外层优化模型

$$\max f = \sum_{d=1}^{365} (B_{\text{opera}(d)} - B_{\text{opera}(d)^*} - C_{\text{invest}} - C_{\text{main}}) \quad (1)$$

$$\text{s.t.} \quad \begin{cases} P_{gi} + P_{wi} + P_{si} - P_{Li} = \\ U_i \sum_{j \in i} U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ Q_{gi} + Q_{wi} + Q_{si} - Q_{Li} = \\ U_i \sum_{j \in i} U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \end{cases} \quad (2)$$

$$\begin{cases} P_{g\min} \leq P_g \leq P_{g\max} \\ Q_{g\min} \leq Q_g \leq Q_{g\max} \\ P_{w\min} \leq P_w \leq P_{w\max} \\ Q_{w\min} \leq Q_w \leq Q_{w\max} \end{cases} \quad (3)$$

$$\begin{cases} P_{s\min} \leq P_s \leq P_{s\max} \\ P_s^2 + Q_s^2 \leq S_s^2 \\ U_{i\min} \leq U_i \leq U_{i\max} \\ P_{lij} \leq P_{lij\max} \end{cases} \quad (4)$$

式中: f 为典型年中各日风储联合运行相较于风电场单独运行的效益增加量之和,其为确定 BESS 最佳配置方案的评价指标; $B_{\text{opera}(d)}$ 和 $B_{\text{opera}(d)^*}$ 分别为第 d 日风储联合运行效益、风电场单独运行效益,分别由内层优化模型 I 和 II 传递而来, $B_{\text{opera}(d)}$ 和 $B_{\text{opera}(d)^*}$ 为连接内外层模型的关键变量,其中, $B_{\text{opera}(d)}$ 既与外层模型给定的 BESS 配置方案、约束条件相关,又与内层模型得到的 BESS、风电场最优

出力计划相关,而 $B_{\text{opera}(d)^*}$ 由于未考虑 BESS 影响,其仅与外层模型约束条件和内层模型得到的风电场最优出力计划相关; C_{invest} 和 C_{main} 分别为 BESS 的日平均投资与维护成本; P 和 Q 分别表示有功、无功功率; U 和 θ 分别表示节点电压幅值与相角; G 和 B 分别表示对应支路电导与电纳;下标 g, w, s, L, l 分别表示发电机、风电场、BESS、负荷与线路;下标 i 和 j 分别为对应节点编号; S_s 为 BESS 变流器容量;下标 $\max$ 和 $\min$ 分别表示相应变量的最大值与最小值。

式(2)为电网静态潮流方程约束,由于风电场具有自动电压控制,BESS 可通过电力电子装置稳定电压,因此风电场、BESS 并网节点均作为 PV 节点参与计算。式(3)为发电机、风电场以及 BESS 出力约束,其中 BESS 充入、释放的有功、无功功率受到变流器容量限制,式(4)给出系统节点电压与支路潮流约束,其中支路潮流约束反映了系统网架结构对风电并网功率的影响,若风电输出功率超过线路传输容量限值,导致难以将风电及时送出而产生弃风。为简化分析,本文不考虑 PV, PQ 节点间转换,若发电机、风电场无功出力超过限值或 BESS 有功、无功出力平方和大于变流器容量的平方,认为该结果不合理并开始寻找下一个优化点。

由于 BESS 已实现模块化生产,本文假设储能系统由基础模块构成,故外层优化模型简化为整数规划问题,决策变量为各基础模块个数与配置节点,采用改进 ICA 求解,其将在 2.1 节进行介绍。

1.3 内层优化模型

$$\max B_{\text{opera}(d)} = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{j=1}^{N_w} (c_w + c_e) P_{wj}(dt) + \sum_{k=1}^{N_{\text{BESS}}} c_{sk}(dt) P_{sk}(dt) \right) \Delta t \quad (5)$$

$$\text{s.t.} \quad \begin{cases} \sum_{i=1}^{N_g} P_{gi}(dt) + \sum_{j=1}^{N_w} P_{wj}(dt) + \sum_{k=1}^{N_{\text{BESS}}} P_{sk}(dt) - P_{L(dt)} = 0 \\ \sum_{i=1}^{N_g} (P_{gi\max} - P_{gi}(dt)) \geq U_{SR}(dt) \end{cases} \quad (6)$$

$$P_{g\min} \leq P_{gi}(dt) \leq P_{gi\max} \quad (7)$$

$$0 \leq P_{wj}(dt) \leq P_{wj}^{\text{pre}}(dt) \quad (8)$$

$$\begin{cases} -P_{sk\max} \leq P_{sk}(dt) \leq P_{sk\max} \\ S_{sk\min} \leq \frac{E_{sk}(dt)}{E_{sk\max}} \leq S_{sk\max} \\ E_{sk}(d, t+1) = E_{sk}(dt) - P_{sk}(dt) \Delta t \\ \sum_{t=1}^T P_{sk}(dt) \Delta t = 0 \quad k = 1, 2, \dots, N_{\text{BESS}} \end{cases} \quad (9)$$

$$\max B_{\text{opera}(d)} = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N_w} (c_w + c_e) P_{wj(dt)} \Delta t \quad (10)$$

s.t. 式(7)、式(8)

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{N_g} P_{gi(dt)} + \sum_{j=1}^{N_w} P_{wj(dt)} - P_{L(dt)} = 0 \\ \sum_{i=1}^{N_g} (P_{gi\max} - P_{gi(dt)}) \geq U_{SR(dt)} \end{cases} \quad (11)$$

式中: $B_{\text{opera}(d)}$ 包括风电场与 BESS 效益两部分, 风电场效益包括电量效益与环境效益, 电量效益是指将风电功率送入电网获得的售电收益, 环境效益为送入电网风电功率替代火电机组出力产生的污染气体减排收益, BESS 效益是指 BESS 在“低储高发”运行模式下由分时电价而赚取的收益; $B_{\text{opera}(d)}$ 仅包括风电场效益; $P_{wj(dt)}$ 为风电场 j 在第 d 日时段 t 的并网风电功率; $P_{sk(dt)}$ 为第 k 个 BESS 在第 d 日时段 t 的输出功率, 其为正, 表示放电, 反之充电; N_g 为发电机组台数; N_w 为并网风电场个数; N_{BESS} 为 BESS 个数; c_w 和 c_e 分别为风电并网电价、常规燃煤发电环境成本; $c_{(dt)}$ 为系统在第 d 日时段 t 的分时电价; Δt 为本文所考虑的时间间隔, 如 1 h; T 为一天内 Δt 个数; $P_{gi(dt)}$ 为发电机组 i 在第 d 日时段 t 的有功输出功率; $P_{L(dt)}$ 为第 d 日时段 t 的系统负荷; $P_{gi\max}$ 和 $P_{gi\min}$ 分别为发电机组 i 的最大、最小输出功率; $U_{SR(dt)}$ 为系统在第 d 日时段 t 的正旋转备用需求; $P_{wj\text{pre}}^{pre}$ 为风电场 j 在第 d 日时段 t 的最大输出功率; $E_{sk(dt)}$ 为第 k 个 BESS 在第 d 日时段 t 的存储能量; $E_{sk\max}$ 和 $P_{sk\max}$ 分别对应第 k 个 BESS 的额定容量、额定功率, 其由外层模型决策变量确定; $S_{sk\max}$ 和 $S_{sk\min}$ 分别为第 k 个 BESS 的最大、最小允许 SOC。

由于模型 II (式(7)、式(8)、式(10)、式(11))用于求解风电场单独运行的最大效益, 其实质为模型 I (式(5)至式(9))不包含 BESS 的简化形式。式(6)和式(11)均给出了系统功率平衡与旋转备用约束, 区别在于系统功率平衡约束是否包含 BESS; 式(7)为发电机组出力上下限约束; 式(8)限定了风电场输出功率范围, 当 $P_{wj} < P_{wj\text{pre}}^{pre}$ 时, 表示风电场存在弃风, 弃风功率为 $P_{wj\text{pre}}^{pre} - P_{wj}$, 当 $P_{wj} = P_{wj\text{pre}}^{pre}$ 时, 风电输出功率可被电网完全消纳; 式(9)给出了 BESS 功率、容量、功率日变化量约束, 其中功率日变化量为 0, 即一天内充入 BESS 的能量等于其消耗能量。式(6)或式(11)、式(7)、式(8)可综合反映系统调峰容量对风电并网功率的影响, 当夜间负荷水平低而风电出力很大时, 由于发电机组最小出力等限制, 导致系统无法接纳更多电能而弃风。

综上所述, 内层优化模型 I 和 II 均为只含功率

分配的简化机组组合问题, 且两个模型的目标函数、约束条件均为线性形式, 可通过线性规划快速求解。

2 模型求解算法

2.1 改进 ICA 简介

在 ICA 中, 种群个体与适应度值分别称为国家、国家权力, 根据权力大小将国家分为两类: 帝国与殖民地。算法主要包括: 帝国形成、殖民地移动、帝国竞争、帝国灭亡与收敛等四个过程^[18]。鉴于 ICA 已有较多文献介绍, 这里只简介算法的改进部分。

在 ICA 的殖民地移动环节, 当国家维数增大时, 殖民地移动后位置的计算时间明显增大, 症结在于: 当偏移夹角 θ 时, 殖民地向帝国移动距离保持不变的约束太“紧”, 增加了计算难度与时长。针对此不足, 定义了新殖民地移动方式, 即殖民地超棱锥体移动, 过程如图 1 所示。

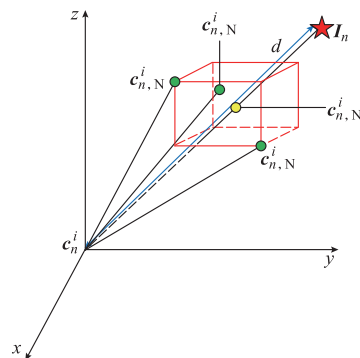


图 1 殖民地向临近帝国的超棱锥体移动
Fig.1 Super pyramid movement of colonies toward their relevant empire

$$c_{n,N}^i = c_n^i + r_{\text{rand}} \beta S \times (I_n - c_n^i) \quad (12)$$

$$1 - \mu \leq s^i \leq 1 + \mu \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (13)$$

式中: c_n^i 和 $c_{n,N}^i$ 分别为第 n 个帝国殖民地 i 的初始位置、移动后位置; I_n 为帝国 n 的位置; r_{rand} 为 $(0, 1)$ 均匀分布随机数; β 为权重因子, $\beta > 1$; $S = [s^1, s^2, \dots, s^N]$ 为随机向量, 与帝国、殖民地维数相同; μ 为调整参数, 反映了 $c_{n,N}^i$ 相较 $r_{\text{rand}} \beta (I_n - c_n^i)$ 的最大偏移程度, 当 μ 增大时, 最大偏移程度增大, 即图 1 中红色矩形体积增大。

在 ICA 中, $\|r_{\text{rand}} \beta (I_n - c_n^i)\|_2$ 为殖民地 i 向帝国 n 的移动距离, 并且偏移夹角 θ 后, 距离保持不变。但在殖民地超棱锥体移动中, 偏移后殖民地 i 向帝国 n 的移动距离变为 $\|r_{\text{rand}} \beta S \times (I_n - c_n^i)\|_2$, 虽不能保证移动前后距离保持不变, 但该方法抓住了“殖民地移动”环节的核心: 进行区域搜索。红色矩形内的点均可作为殖民地 i 的移动后位置。两种

算法计算速度、收敛性的比较将在 3.4 节进行描述。

2.2 求解算法

针对此双层决策问题,外层模型采用改进 ICA 求解,内层模型采用 MATLAB 中 linprog 函数求解。改进 ICA 中国家位置为 BESS 各基础模块个数与配置节点,国家权力为外层优化模型目标函数值。

考虑到外层模型为整数规划问题,本文引入内存表减少调用双层模型计算相同国家权力值的情况,进一步提高计算速度。在求解国家权力之前,首先判断内存表中是否含有此国家:若有,则直接从内存表中调用其权力值,反之再调用双层模型求解。内存表结构、更新方式如图 2 所示。



图 2 内存表结构与更新方式

Fig.2 Structure and update mode of memory table

由图 2 可知,不断生成的国家与国家权力按由 1 至 m 的顺序依次存入内存表。当内存表装满时,将从内存表初始位置 1 再次存入新形成的国家与国家权力,并重复由 1 至 m 的存入过程,不断进行直至算法结束。算法步骤如下。

步骤 1:算法初始化,获取系统的网络参数与系统参数等。

步骤 2:外层模型形成 N_{cnt} 个国家,BESS 配置节点、各基础模块个数均采用整数编码。

步骤 3:对随机生成的初始个体进行可行性检测,剔除不可行个体,并再次生成等量的初始个体,直至 N_{cnt} 个国家均为可行个体。可行性检测包括:内层模型可行性检测与外层模型可行性检测。第一步为内层模型可行性检测,将外层决策变量代入内层模型,判断内层模型是否可解。若可解,记录对应的运行优化解,再进行外层模型可行性检测;反之,该个体不可行。外层模型可行性检测为将内层可行性检测得到的运行优化解作为潮流计算的边界条件,判断潮流是否可解。若可解,该个体可行,反之,不可行。

步骤 4:针对含有传输功率限制的线路,判断线路潮流是否越限。若超过限值,调整内层相关机组出力,重新计算,得到满足外层模型约束条件限制的内层模型次优解,并记录之。若不考虑线路传输功率限制,此步可忽略。

步骤 5:根据内存表信息以及可行个体的运行优化解或次优解,计算国家权力。

步骤 6:采用改进 ICA 的殖民地超棱锥体移动形成新殖民地,并进行帝国竞争。

殖民地超棱锥体移动为运算算子,可根据殖民地初始位置与帝国位置,确定殖民地移动后位置,需要对此移动后位置进行可行性检测;帝国竞争是从总权力最弱的帝国中挑选出若干(一般为一个)弱小的殖民地,并按一定概率在其他帝国进行分配,不改变殖民地位置,故不需要进行可行性检测。

步骤 7:判断是否达到收敛条件,若是,计算结束,输出最优解,反之,返回步骤 4。

算法流程如图 3 所示。

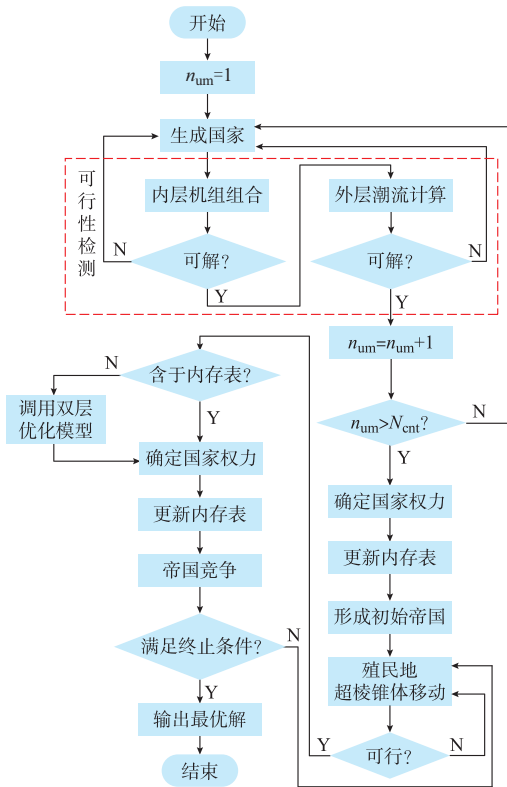


图 3 算法流程

Fig.3 Flow chart of the algorithm

3 算例仿真

3.1 算例说明

算例采用改进 IEEE 118 节点系统,节点 10 发电机组被风电场替换,节点 9 和 10 之间传输线输送容量极限为 550 MW,网络拓扑结构见附录 A 图 A1。本文仅考虑一台 BESS 配置方案,包括配置节点、功率与容量。

算例采用一典型日来代表全年。虽然在典型日的选取上存在一定随机性,对风电出力、负荷数据在

全年的日间变化情况反映不足,但是数据容易获取,计算量小。由于样本数据的选择并不影响 BESS 优化配置方法,故选择典型日代表全年以验证所提方法的有效性。典型日风电场预测出力为内蒙古某风电场风电典型出力,风电预测出力与典型日负荷曲线见附录 A 图 A2,风电预测出力与无 BESS 风电实际出力对比曲线见附录 A 图 A3。

风电并网电价为 540 元/(MW·h),环境电价为 110 元/(MW·h)^[19],分时电价(一天 24 h)^[20]见表 1,发电机参数取自文献[21]。由于需采用典型年风电预测出力历史数据进行 BESS 配置方案研究,风电最大输出功率取为典型年各日风电预测出力,不考虑风电出力随机性引起的备用风险。常规机组正旋转备用需求取为最大负荷的 8%^[22]。

表 1 电网分时电价
Table 1 Time-of-use prices of the grid

负荷时段	时间/h	电价/(元·(MW·h) ⁻¹)
高峰	[7,11]U[17,21]	1 000
中间	[11,17]U[21,23]	650
低谷	[0,7]U[23,24]	400

BESS 采用全钒液流电池,电池数据来自大连某储能技术发展公司,其基础模块数据见表 2。BESS 变流器容量为 1.2 倍额定功率,最大、最小允许 SOC 分别为 1 和 0.2,初始 SOC 为 0.5。基础模块投资成本均为 750 万元/(MW·h)^[23],由于难以获得其维护成本数据,采用与之类似且维护成本较高的锂电池数据 5 万元/(MW·h·a)作为维护成本^[24]。寿命周期为 15 a,由于循环次数高,本文不考虑其日内充放电次数限制,同时由于全钒液流电池属于能量型储能系统,可长时间提供平稳、持续功率输出,因此 Δt 取为 1 h。

表 2 基础模块数据
Table 2 Data of base modules

模块种类	额定功率/ MW	额定容量/ (MW·h)	循环次数/ 次	使用寿命/ a
模块 A	0.125	0.25	>10 000	>15
模块 B	0.500	1.00	>10 000	>15

在改进 ICA 中,参数如下设置:国家数量 100 个,初始帝国 10 个, $\beta=1.75$, $\mu=0.5$,殖民地权力在帝国总权力的权重系数为 0.3,内存表存储 50 个国家的位置与权力。

3.2 仿真结果介绍

BESS 最佳配置方案:配置节点 10,功率 43.25 MW,容量 86.5 MW·h,典型年效益增加量为 0.101 亿元。在此配置方案下,典型日内 BESS 出力、SOC 与风电出力见附录 A 图 A4。

根据附录 A 图 A4 可知,BESS 倾向于低价区间充电、高价区间放电以获取最大价差。与此同时,为提高弃风时刻风电接纳量,BESS 会在弃风时刻之前优先放电以增大存储能量空间,如时刻 2 和 3。将最佳配置方案代入内层优化模型,可得典型日包含 BESS 的风电实际出力,相较风电场单独运行,BESS 引入增加风电并网容量 141.79 MW·h,但仍存在 451.3 MW·h 的弃风损失。虽然 BESS 可提高风电接纳能力,但由于其投资、维护成本高,功率、容量小,难以有效改善弃风情况。

3.3 仿真结果分析

1)效益增加量构成分析

风储联合运行效益增加量与接入 BESS 前后风电场运行效益,BESS 运行效益及其投资、维护成本相关。典型年最佳配置方案效益增加量的各组成部分效益值如下:无 BESS 风电场效益为 19.449 亿元,有 BESS 风电场效益为 19.786 亿元,BESS 效益为 0.240 亿元,BESS 成本为 0.476 亿元。可知,相较 BESS 低储高发带来的效益,风电并网功率增加带来的效益增加量更为显著,同时由于 BESS 投资维护成本高,其现阶段单独运行无法获得收益。

2)BESS 并网电价、投资成本对效益增加量的敏感性分析

图 4 为投资成本在 450~750 万元/(MW·h)范围内不同并网电价下 BESS 最佳配置方案对应的典型年效益增加量。由于 BESS 并网采用分时电价,本文仅通过负荷高峰时段电价变化反映并网电价波动。

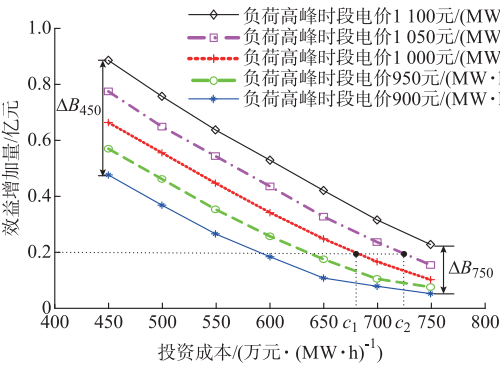


图 4 不同投资成本及并网电价下效益增加量变化情况
Fig.4 Variation trend of benefit increment with different investment costs and electricity prices

由图 4 可知,BESS 投资成本降低、负荷高峰时段电价增加均会引起风储联合运行效益增加量增大。当负荷高峰时段电价给定时,效益增加量随投资成本降低的增加速率呈增大趋势。这是由于随着投资成本降低,其最佳配置功率、容量呈增大趋势,

此时 BESS 投资成本降低带来的效益增加优势逐渐明显,进而导致增加速率呈增大趋势。

与此同时,假定 BESS 工程应用的效益增加量阈值为 0.2 亿元,当负荷高峰时段的电价为 1 000 元/(MW·h)时,BESS 投资成本需要减小到 c_1 才能达到阈值要求,但当负荷高峰时段的电价增加到 1 050 元/(MW·h)时,BESS 仅需减小到 c_2 即可。因此,合理制定并网电价补偿机制可有效缓解 BESS 高昂投资成本对风储联合运行的不利影响。

3)BESS 并网电价、投资成本对弃风改善情况的敏感性分析

本文定义弃风改善率(RIAW)以反映 BESS 接入后的弃风改善情况,其值表示为:

$$R_{\text{RIAW}} = \frac{E_N - E_Y}{E_N} \tag{14}$$

式中: E_Y 和 E_N 分别为有、无 BESS 时风电弃风总量。

该指标反映 BESS 接入后增加的风电并网容量占初始弃风容量的比例,该值越大表明 BESS 弃风改善效果越为明显。图 5 给出投资成本在 450~750 万元/(MW·h)范围内不同并网电价下 BESS 最佳配置方案的 RIAW。

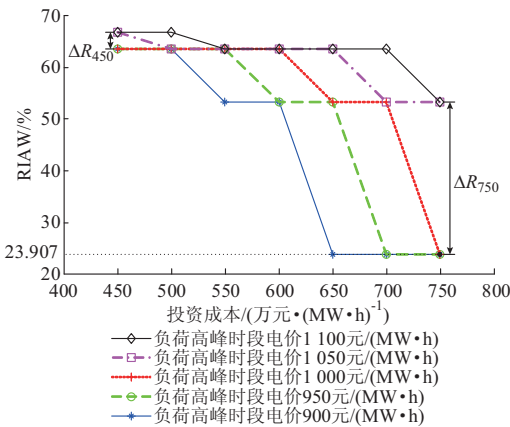


图 5 不同投资成本、并网电价下 RIAW 变化情况
Fig.5 Variation trend of RIAW with different investment costs and electricity prices

由图 5 可知,当负荷高峰时段电价一定时,随着投资成本降低,BESS 最佳配置方案的 RIAW 呈增大趋势,且当投资成本一定,负荷高峰时段电价增大时,RIAW 也呈增大趋势。这是由于随着投资成本降低或负荷高峰时段电价增大,BESS 最佳配置功率、容量呈增大趋势,风电并网容量增加,RIAW 相应增大。算例中 BESS 最佳配置方案的 RIAW 仅为 23.907%,虽然随着投资成本降低或负荷高峰时段电价增大,RIAW 呈增大趋势,但综合计及成本

与收益,风电场仍存在一定比例弃风。

综合考虑图 4 和图 5 可以进一步发现,当 BESS 的投资成本由 750 万元/(MW·h)下降为 450 万元/(MW·h)时,不同并网电价下效益增加量最大差值由 ΔB_{750} 增大到 ΔB_{450} ,而 RIAW 呈相反趋势,由 ΔR_{450} 减小为 ΔR_{750} 。这是由于当成本较高时,并网电价差异导致 BESS 最佳配置方案存在较大差异,导致 RIAW 差值较大,而由于此时投资成本高昂,引起效益增加量最大差值较小。随着成本降低,BESS 最佳配置功率、容量呈增大趋势,当成本为 450 万元/(MW·h)时,BESS 最佳配置方案差异小,导致 RIAW 差值明显减小,而由于 BESS 容量大导致投资成本降低与并网电价增加引起的效益增加更为明显,进而引起效益增加量最大差值增大。

4)初始 SOC 对配置方案影响分析

为研究 BESS 初始 SOC 对配置方案的影响,表 3 给出初始 SOC 在 0.3~0.9 范围内 BESS 最佳配置方案与对应效益增加量。

表 3 不同初始 SOC 下 BESS 最佳配置方案
Table 3 Best configuration of BESS in different initial SOC

初始 SOC	节点	功率/MW	容量/(MW·h)	效益增加量/亿元
0.3	10	43.125	86.250	0.060
0.4	10	43.250	86.500	0.080
0.5	10	43.250	86.500	0.101
0.6	10	122.625	245.250	0.140
0.7	10	115.250	230.500	0.193
0.8	10	115.250	230.500	0.227
0.9	10	115.250	230.500	0.213

由表 3 可知,随着初始 SOC 逐渐增大,最佳配置方案的效益增加量呈先增大,后减小的趋势,当初始 SOC 增加到 0.6 时,最佳配置方案发生明显变化。这是由于 BESS 为保持日起、止时刻 SOC 一致,需要在 22~24 h 低价时段充电,而此时风电场存在严重弃风,因此初始 SOC 增大,低价时段接纳的弃风功率增多,效益增加量呈增大趋势。与此同时,随着 BESS 配置功率、容量增大,当成本增加幅度大于效益增加幅度时,效益增加量减小。因此,根据应用场景合理设置 BESS 初始 SOC 对其最优配置具有重要意义,针对此利用 BESS 提高风电场运行效益的场景,初始 SOC 为 0.8 时最优。

3.4 算法比较

1)计算时间分析

本文计算仿真平台为 Intel Core i5-4200M, 2.5 GHz,RAM 4 GB,MATLAB 2013a。四种计算场景及运算时间如表 4 所示。由 ICA、改进 ICA 收敛准则可知,多次计算的运算时间存在差异,故表 4

中运算时间为指定场景 20 次计算的平均时间。其中,ICA 的国家、初始帝国数量与改进 ICA 相同,偏移夹角为 $\pi/4$ 。

表 4 计算场景运算时间对比
Table 4 Computing time comparison
among calculation scenarios

场景编号	有无殖民地超棱锥体移动	有无内存表	运算时间/h
1	有(改进 ICA)	有	0.175
2	无(ICA)	有	0.405
3	有(改进 ICA)	无	1.242
4	无(ICA)	无	2.268

由表 4 可知,当引入殖民地超棱锥体移动或内存表时,运算时间均明显减小。并且,相较引入殖民地超棱锥体移动,内存表对运算时间的减小效果更为明显。这是由于当出现相同国家时,通过调用内存表可节省调用双层模型计算国家权力的时间,而此计算耗时明显大于殖民地移动方式改进带来的时间节约量,故内存表对运算时间的减小效果更为明显。

2)收敛性分析

ICA、改进 ICA 均通过各次帝国竞争中最大国家权力描述算法的收敛特性。为避免单次运算带来的偶然性,图 6 给出了计算场景 1 和 2 下,分别采用 ICA、改进 ICA 运算 50 次的最大国家权力平均值收敛曲线。由图 6 可知,ICA 与改进 ICA 均收敛到最优解,并且改进 ICA 收敛到最优解的帝国竞争次数低于 ICA,进而说明改进 ICA 收敛到最优解的效率更高。

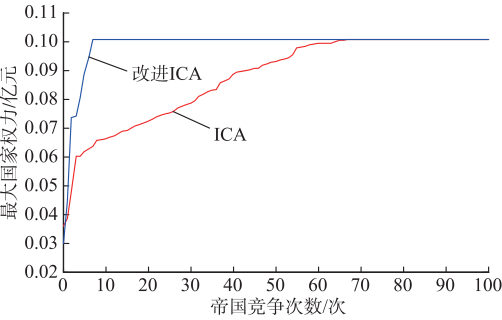


图 6 ICA 与改进 ICA 的国家权力收敛曲线
Fig.6 Convergence curves of country power of ICA and improved ICA

4 结论

本文构建了一种考虑网架结构的 BESS 配置双层优化模型,并提出一种基于改进 ICA 的数值优化算法求解此模型。分析了风储联合运行效益增加量的效益构成,并针对投资成本、并网电价对效益增加

量、弃风改善情况的影响以及 BESS 初始容量对最佳配置方案的影响进行了分析与讨论,主要结论如下。

1)BESS 最佳配置方案可提高风电接纳能力,增加风电场运行效益,但由于其投资成本高昂,容量、功率小,难以有效改善弃风,但合理的电价补偿机制可有效缓解投资成本对风储联合运行的不利影响。

2)当 BESS 投资成本降低或并网电价提高时,风储联合运行效益增加量与弃风改善情况均呈增大趋势,并且随着投资成本降低,并网电价变化引起的 BESS 最佳配置方案差异性减小,但引起最佳配置方案效益增加量的差异性增大。

3)BESS 初始 SOC 变化会影响其最佳配置方案,在算例给定场景中,当初始 SOC 为 0.8 时,效益增加量达到最大值 0.227 亿元。

4)本文提出的改进 ICA 在保证收敛性的前提下,可有效提高计算速度。

附录见本刊网络版 (<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

参考文献

[1] 薛禹胜,雷兴,薛峰,等.关于风电不确定性对电力系统影响的评述[J].中国电机工程学报,2014,34(29):5029-5040.
XUE Yusheng, LEI Xing, XUE Feng, et al. A review on impacts of wind power uncertainties on power system [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(29): 5029-5040.

[2] 张丽英,叶廷路,辛耀中,等.大规模风电接入电网的相关问题及措施[J].中国电机工程学报,2010,30(25):1-9.
ZHANG Liying, YE Tinglu, XIN Yaozhong, et al. Problems and measures of power grid accommodating large scale wind power[J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(25): 1-9.

[3] 张宏宇,印永华,申洪,等.大规模风电接入后的系统调峰充裕性评估[J].中国电机工程学报,2011,31(22):26-31.
ZHANG Hongyu, YIN Yonghua, SHEN Hong, et al. Peak-loading regulating adequacy evaluation associated with large-scale wind power integration [J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(22): 26-31.

[4] MU Gang, CUI Yang, LIU Jia, et al. Source-grid coordinated dispatch method for transmission constrained grid with surplus wind generators[J]. Automation of Electric Power Systems (in Chinese), 2013, 37(6): 24-29.

[5] 国家电网公司“电网新技术前景研究”项目咨询会.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):3-8.
Consulting Group of State Grid Corporation of China to Prospects of New Technology in Power System. An analysis of prospects for allocation of large-scale energy storage technology in power system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1): 3-8.

[6] 丁明,陈忠,苏建徽,等.可再生能源发电中的电池储能系统综述

- [J].电力系统自动化,2013,37(1):19-25.
DING Ming, CHEN Zhong, SU Jianhui, et al. An overview of battery energy storage system for renewable energy generation [J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1): 19-25.
- [7] YAO D L, CHOI S S, TSENG K J, et al. A statistical approach to the design of a dispatchable wind power-battery energy storage system[J]. IEEE Trans on Energy Conversion, 2009, 24(4): 916-925.
- [8] 冯江霞,梁军,张峰,等.考虑调度计划和运行经济性的风电场储能容量优化计算[J].电力系统自动化,2013,37(1):90-95.
FENG Jiangxia, LIANG Jun, ZHANG Feng, et al. An optimization calculation method of wind farm energy storage capacity[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1): 90-95.
- [9] BLUDSZUWEIT H, DOMINGUEZ-NAVARRO J A. A probabilistic method for energy storage sizing based on wind power forecast uncertainty[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2011, 26(3): 1651-1658.
- [10] 严干贵,刘嘉,崔杨,等.利用储能提高风电调度入网规模的经济性评价[J].中国电机工程学报,2013,33(22):45-52.
YAN Gangui, LIU Jia, CUI Yang, et al. Economic evaluation of improving the wind power scheduling scale by energy storage system[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(22): 45-52.
- [11] 王成山,于波,肖峻,等.平滑可再生能源发电系统输出波动的储能系统容量优化方法[J].中国电机工程学报,2012,32(16): 1-8.
WANG Chengshan, YU Bo, XIAO Jun, et al. Sizing of energy storage systems for output smoothing of renewable energy systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(16): 1-8.
- [12] 洪海生,江全元,严玉婷.实时平抑风电场功率波动的电池储能系统优化控制方法[J].电力系统自动化,2013,37(1):103-109.
HONG Haisheng, JIANG Quanyuan, YAN Yuting. An optimization control method of battery energy storage system with wind power fluctuations smoothed in real time [J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1): 103-109.
- [13] 严干贵,冯晓东,李军徽,等.用于松弛调峰瓶颈的储能系统容量配置方法[J].中国电机工程学报,2012,32(28):27-35.
YAN Gangui, FENG Xiaodong, LI Junhui, et al. Optimization of energy storage system capacity for relaxing peak load regulation bottlenecks[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(28): 27-35.
- [14] 肖白,丛晶,高晓峰,等.风电-抽水蓄能联合系统综合效益评价方法[J].电网技术,2014,38(2):400-404.
XIAO Bai, CONG Jing, GAO Xiaofeng, et al. A method to evaluate comprehensive benefits of hybrid wind power-pumped storage system[J]. Power System Technology, 2014, 38(2): 400-404.
- [15] 郑乐,胡伟,陆秋瑜,等.储能系统用于提高风电接入的规划和运行综合优化模型[J].中国电机工程学报,2014,34(16): 2533-2543.
ZHENG Le, HU Wei, LU Qiuyu, et al. Research on planning and operation model for energy storage system to optimize wind power integration[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(16): 2533-2543.
- [16] SUZUKI R, HAYASHI Y, FUJIMOTO Y. Determination method of optimal planning and operation for residential PV system and storage battery based on weather forecast [C]// Proceedings of 2012 IEEE International Conference on Power and Energy, December 2-5, 2012, Kinabalu Kota, Malaysia: 343-347.
- [17] BAHAAAMIRAD S, DANESHI H. Optimal sizing of smart grid storage management system in a microgrid [C]// Proceedings of 2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, January 16-20, 2012, Washington, DC, USA: 7p.
- [18] MOGHIMI H M, VAHIDI B. A solution to the unit commitment problem using imperialistic competition algorithm [J]. IEEE Trans on Power Systems, 2012, 27(1): 117-124.
- [19] 孙可.几种类型发电公司环境成本核算的分析研究[J].能源工程,2004(3):23-26.
SUN Ke. Environmental cost analysis and research of different power plants[J]. Energy Engineering, 2004(3): 23-26.
- [20] 李强,袁岳,李振杰,等.考虑峰谷电价的风电抽水蓄能联合系统能量转化效益研究[J].电网技术,2009,33(6):13-18.
LI Qiang, YUAN Yue, LI Zhenjie, et al. Research on energy shifting benefits of hybrid wind power and pumped hydro storage system considering peak-valley electricity price [J]. Power System Technology, 2009, 33(6): 13-18.
- [21] WANG J, SHAHIDEHPOUR M, LI Z. Security-constrained unit commitment with volatile wind power generation [J]. IEEE Trans on Power Systems, 2008, 23(3): 1319-1327.
- [22] 杨楠,王波,刘涤尘,等.计及大规模风电和柔性负荷的电力系统供需侧联合随机调度方法[J].中国电机工程学报,2013, 33(16):63-69.
YANG Nan, WANG Bo, LIU Dichen, et al. An integrated supply-demand stochastic optimization method considering large-scale wind power and flexible load[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(16): 63-69.
- [23] DIVYA K C, ØSTERGAARD J. Battery energy storage technology for power systems: an overview[J]. Electric Power Systems Research, 2009, 79(4): 511-520.
- [24] 肖峻,张泽群,张磐,等.用于优化微网联络线功率的混合储能容量优化方法[J].电力系统自动化,2014,38(12):19-26. DOI: 10.7500/AEPS20130715006.
XIAO Jun, ZHANG Zequn, ZHANG Pan, et al. A capacity optimization method of hybrid energy storage system for optimizing tie-line power in microgrids [J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(12): 19-26. DOI: 10.7500/AEPS20130715006.

徐国栋(1990—),男,通信作者,博士研究生,主要研究方向:用于促进新能源接入的储能系统规划与运行。E-mail:limoon2012@sju.edu.cn

程浩忠(1962—),男,博士,教授,主要研究方向:电力系统规划、安全经济运行、电压稳定、电能质量。E-mail:hzcheng@sju.edu.cn

方斯顿(1991—),男,博士研究生,主要研究方向:电力系统安全经济运行。E-mail:fangston@sju.edu.cn

(编辑 万志超)

An Optimization Model of Battery Energy Storage System Configuration to Improve Benefits of Wind Farms

XU Guodong¹, CHENG Haozhong¹, FANG Sidun¹, MA Zeliang², ZHANG Jianping², ZHU Zhonglie²

(1. School of Electronic Information and Electrical Engineering, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China;

2. East China Branch of State Grid Corporation of China, Shanghai 200120, China)

Abstract: More benefits can be earned for wind farms integrated with a battery energy storage system (BESS) by improving the acceptance of wind power. Firstly, this paper proposes a double optimization model for battery energy storage system considering grid structure. The optimal configuration node, power, capacity of BESS are determined with the aim of incremental benefits maximization for wind and storage joint system compared with wind farms only considering system security constraints in the outer planning model. The benefits maximization of wind and storage joint system is chosen as the objective function, and the output of generating units, wind farm, BESS as decision variables. In the constraints, power balance, spinning reserve, power and capacity of BESS are considered in the inner optimization model. A numerical optimization algorithm, which is based on an improved empirical competition algorithm is proposed to calculate the model. Finally, the validity of this model is verified in an improved IEEE 118-node system. Case results suggest that the best configuration of BESS can increase wind farm benefits, meanwhile both benefits increments and the improvement of abandoned wind show an increasing trend with reduction in investments or the increase in grid price. Furthermore, an appropriate initial capacity of BESS is able to improve the benefits of composite BESS and wind generation system. And on the premise of guaranteed convergence, the improved empirical competition algorithm can effectively increase the computing speed compared with the traditional one.

This work is supported by National Basic Research Program of China (973 Program) (No. 2014CB23903) and National Natural Science Foundation of China (No. 51337005).

Key words: battery energy storage system; grid structure; acceptance of wind power; double optimization model; improved empirical competition algorithm