

高可再生能源渗透率下的区域多微网系统优化规划方法

王守相¹, 张 齐¹, 王 瀚¹, 舒 欣²

(1. 天津大学 智能电网教育部重点实验室, 天津 300072; 2. 国网湖北省电力公司, 湖北 武汉 430077)

摘要:高可再生能源渗透率下区域内多个微网之间存在相互支援的可能性,故将微网互联构成区域多微网系统,并通过优化配置区域多微网系统中各微网的分布式电源和储能,将有可能提升微网的经济性。为此,提出了一种高可再生能源渗透率下的区域多微网系统优化规划方法,以区域多微网系统年化综合收益最大化为目标,同时考虑了可再生能源渗透率的要求和各微网之间的相互功率支援,采用免疫遗传算法对各微网内的分布式电源和储能进行优化配置。以 IEEE 33 节点系统为例,得到了在多种高可再生能源渗透率下的区域多微网系统及各微网的年化综合收益;与未组成区域多微网系统的情形相比较,证实了组成区域多微网系统能提升微网经济性;与微网内只有单一类型的分布式电源情形相比较,证实了合理配置各类分布式电源能提升微网经济性。

关键词:高可再生能源渗透率;区域多微网系统;分布式电源;储能;免疫遗传算法;优化规划

中图分类号:TM 715

文献标识码:A

DOI:10.16081/j.issn.1006-6047.2018.12.005

0 引言

随着能源危机和环境污染问题的日益严峻,充分开发利用可再生能源已成为世界各国解决该问题的重要应对策略,而微网技术作为解决可再生能源并网副作用的重要手段已逐步成为国内外研究的热点。随着微网越来越多地应用在配电网中,地理上临近的微网可以通过互联组成区域多微网系统 RMMS(Regional Multi-Microgrid System),区域多微网系统可有效提高可再生能源接入水平和微网应对可再生能源发电不确定的能力,而区域多微网系统优化规划设计作为区域多微网系统建设的第一步成为了重中之重。

现阶段,国内外学者对区域多微网系统的研究主要在区域多微网系统概念^[1-2]、区域多微网系统内各微网互联^[3-6]、区域多微网系统内各微网之间能量流动^[7-8]等方面。文献[1]提出了微电网群的一般规划设计流程,并对比了微电网群与其他分布式电源并网技术的区别;文献[2]从多微网系统类型及其规划设计、模式切换、优化运行和控制装置方面对多微网进行了探讨与展望。文献[3]对微网群的组网形式做了详尽的阐述;文献[4]提出了微网群互联和互动新方案,设计和分析了大规模微网群互联互动的典型案例;文献[5]提出了基于最小割集理论的含多种分布式电源的区域多微网系统内微网最优互联方案,该最优互联方案考虑了经济性、可靠

性、分布式电源出力不确定性等特征;文献[6]介绍了单三相多微网系统拓扑结构,采用模糊多目标决策方法求解多微网互联方案。文献[7]采用前景理论和纳什均衡理论研究了区域多微网系统内微网之间的能量双向流动规律;文献[8]以区域多微网系统内微网间能量流动量最小以及储能的运行状态最优为目标研究了区域多微网系统内微网间能量的双向流动规律。除了以上3个方面之外,文献[9]提出了自治性区域多微网系统微网群主储能系统和子微网储能系统中多元储能的优化规划方法。相对而言,目前针对区域多微网系统优化规划方法的研究还十分有限。

区域多微网系统是微网向着智能电网发展的一个中间环节,故研究区域多微网系统优化规划可先研究微网的优化规划。微网的规划问题通常分为微网网架优化规划^[10]、分布式电源类型选择和选址定容^[11]、储能类型和容量的规划^[12]3个方面,而区域多微网系统优化规划的规划问题与微网优化规划的规划问题相似,故区域多微网系统优化规划方法可借鉴微网规划的相关方法。微网规划方法分为传统算法^[11]、启发式算法^[13]、仿生算法^[14-16]。文献[11]提出了一种微网中各类分布式电源容量的最优配置方法,并通过数字仿真研究了多种分布式电源类型的最优组合,但传统算法过于简单,不适合复杂优化规划问题的求解。文献[13]提出了一种基于动态运行策略的混合能源微网规划模型,并采用变步长空间搜索方法进行求解,但启发式算法所求解的质量不确定,且实用性不如仿生算法高。仿生算法特别适用于复杂优化规划问题的求解,文献[14]提出了一种考虑价格型需求响应的独立型微电网优化配置方法,并采用遗传算法进行求解;文献[15]提出了一种基于粒子群优化算法的微网最优容量配置方

收稿日期:2018-03-22;修回日期:2018-09-27

基金项目:国家高技术研究发展计划(863计划)项目(2014-AA052003);国家电网公司科技项目(52153217000F)

Project supported by the National High Technology Research and Development Program of China(863 Program)(2014AA052003) and the Science and Technology Project of SGCC(52153217000F)

法。为了进一步提高收敛速度和防止陷入局部最优,需要对仿生算法进行改进,因此,文献[16]提出了免疫遗传算法,并与遗传算法对比,突出了免疫遗传算法的优越性。区域多微网系统优化规划在微网规划的基础上必须考虑微网间功率的相互支援,因此需要专门针对区域多微网系统的特点研究适用于区域多微网系统的规划方法。

本文提出了一种高可再生能源渗透率下的区域多微网系统优化规划方法,该方法考虑了区域多微网系统对可再生能源渗透率的要求和区域多微网系统中各微网之间的相互功率支援。分析了多种高可再生能源渗透率下的区域多微网系统内各微网的年化综合收益,得到各微网内各类分布式电源和储能的最优配置;从定量角度比较了组成区域多微网系统和未组成区域多微网系统的各微网经济性;从定量角度比较了微网内存在互补的分布式电源与微网内只有单一类型的分布式电源两者的微网经济性。

1 区域多微网系统优化规划模型

本文将区域多微网系统优化规划视为一个满足多约束条件的单目标优化规划问题,同时以 1 h 为最小时间单位,1 a 为时间长度进行分析。

1.1 约束条件

a. 区域多微网系统功率平衡约束。

$$P_{\text{grid}}(t) - P_{\text{Loss}}(t) = \sum_{i=1}^N (P_{\text{L},i}(t) - P_{\text{DG},i}(t)) \quad (1)$$

其中, $P_{\text{grid}}(t)$ 、 $P_{\text{Loss}}(t)$ 分别为在 t 时刻外部电网向区域多微网系统输送的功率、区域多微网系统的网损; $P_{\text{L},i}(t)$ 、 $P_{\text{DG},i}(t)$ 分别为区域多微网系统中第 i 个微网在 t 时刻负荷消耗的功率、分布式电源输出的功率; N 为微网总数。当区域多微网系统孤岛运行时, $P_{\text{grid}}(t) = 0$ 。

b. 微网间功率支援约束。

$$\sum_{j=1}^N P_{ji}(t) = P_{\text{L},i}(t) - P_{\text{DG},i}(t) \quad (2)$$

其中, $P_{ji}(t)$ 为在 t 时刻第 j 个微网向第 i 个微网支援的功率。

c. 电压约束。

$$V_{i,\min} \leq V_i(t) \leq V_{i,\max} \quad (3)$$

其中, $V_{i,\min}$ 、 $V_{i,\max}$ 分别为节点 i 电压最小限值、最大限值; $V_i(t)$ 为在 t 时刻节点 i 的电压。

d. 微网孤岛约束。

本文将重要负荷定义为区域多微网系统离网孤岛运行时,要求区域多微网系统持续安全可靠为其供电的那部分负荷。在微网孤岛运行时,微网中储能充放电功率与分布式电源出力之和需大于微网中重要负荷消耗的功率^[9]。

$$P_{\text{B},i}(t) + P_{\text{DG},i}(t) \geq P_{\text{L},i}(t) \quad (4)$$

其中, $P_{\text{B},i}(t)$ 为第 i 个微网在 t 时刻储能充放电功率,单位为 kW。

e. 可再生能源渗透率约束。

本文采用能量渗透率^[17]约束,将能量渗透率定义为在典型年内区域多微网系统内分布式电源的发电总量(单位为 kW·h)与负荷总需求电量(单位为 kW·h)的比值,计算公式如下:

$$f_{\text{REP}} = \frac{\text{分布式电源发电量}}{\text{电力负荷总需求}} = \frac{\sum_{t=1}^{8760} \sum_{i=1}^N P_{\text{DG},i}(t)}{\sum_{t=1}^{8760} \sum_{i=1}^N P_{\text{L},i}(t)} \quad (5)$$

$$f_{\text{REP}} \geq f_{\text{REP set}} \quad (6)$$

其中, f_{REP} 、 $f_{\text{REP set}}$ 分别为区域多微网系统可再生能源渗透率、可再生能源渗透率要求。

f. 储能约束。

当区域多微网系统孤岛运行时,各个储能系统的充放电功率都应当小于其上限,具体如式(7)和(8)所示^[18]。

$$P_{\text{B},i}(t) \leq P_{i,\max} \quad (7)$$

$$E_{i,\text{reserve}} \leq E_{i,\text{B}} + E_{i,\text{remain}} \leq E_{i,\max} \quad (8)$$

其中, $P_{i,\max}$ 为第 i 个微网中储能装置最大充放电功率; $E_{i,\text{B}}$ 、 $E_{i,\text{remain}}$ 、 $E_{i,\text{reserve}}$ 、 $E_{i,\max}$ 分别为第 i 个微网中储能装置的充放电电量、残存电量、最低电量、最大电量。

1.2 目标函数

区域多微网系统优化规划的目标是在高可再生能源渗透率下通过合理配置各微网中分布式电源、储能的容量,以使区域多微网系统年化综合收益(经济性)最高。年化综合收益为区域多微网系统年化售电收益减去分布式电源和储能的年化投资成本。年化综合收益的计算公式如下:

$$R = R_{\text{sale}} - (\alpha_1 C_{\text{PV},\text{in}} + C_{\text{PV},\text{ma}} + \alpha_2 C_{\text{Wind},\text{in}} + C_{\text{Wind},\text{ma}} + \alpha_3 C_{\text{Battery},\text{in}} + C_{\text{Battery},\text{ma}}) \quad (9)$$

其中, R_{sale} 为区域多微网系统年化售电收益; $C_{\text{PV},\text{in}}$ 、 $C_{\text{Wind},\text{in}}$ 、 $C_{\text{Battery},\text{in}}$ 分别为区域多微网系统中所有光伏、风机和储能的安装成本; $C_{\text{PV},\text{ma}}$ 、 $C_{\text{Wind},\text{ma}}$ 、 $C_{\text{Battery},\text{ma}}$ 分别为区域多微网系统中所有光伏、风机和储能每年的运行维护成本; α_1 、 α_2 、 α_3 为现值向年值的转换系数,其计算公式如式(10)所示。

$$\alpha = \frac{k(1+k)^n}{(1+k)^n - 1} \quad (10)$$

其中, k 为折现率; n 为分布式电源或储能的年限。

区域多微网系统年化售电收益为非补贴收益和补贴收益之和,非补贴收益计算公式如式(11)所示。

$$R_{\text{unsubsidy}} = (1-w) \sum_{t=1}^{8760} (E_{\text{mit}} C_{s1} + E_{\text{mot}} C_{s2}) + w \sum_{t=1}^{8760} (E_{\text{mit}} C_{s1} + E_{\text{mot}} C_{s3}) \quad (11)$$

其中, w 为孤岛率; E_{mit} 、 E_{mot} 分别为在 t 时刻各微网内部自发自用消耗的电量、各微网卖出/买入的电量; C_{s1} 、 C_{s2} 、 C_{s3} 分别为用户电价、当地脱硫煤标杆电价、各微网之间交易电量的电价(不含补贴)。

补贴年化收益计算公式如下:

$$R_{\text{subsidy}} = (1-w) \sum_{t=1}^{8760} (E_{\text{it}} C_i + E_{\text{ot}} C_o) + w \sum_{t=1}^{8760} E_{\text{it}} C_i \quad (12)$$

其中, E_{it} 和 E_{ot} 分别为在 t 时刻区域多微网系统自发自用和余电上网交易的电量; C_i 和 C_o 分别为区域多微网系统每千瓦时自发自用和余电上网交易电量的补贴。

本文将约束条件以惩罚因子的形式加到目标函数中。如果满足约束条件,则约束条件项为 0,否则,将会大幅减小目标函数。目标函数如下:

$$\max f = \max R - \beta \sum L_i \quad (13)$$

其中, β 为惩罚系数; L_i 为第 i 个约束条件是否满足时的值,若满足约束条件,则此值为 0,否则为 1。

2 模型求解算法

免疫遗传算法^[16]是基于生物免疫机制提出的一种改进的遗传算法,将求解问题的目标函数即区域多微网系统年化综合收益最大对应为入侵生命体的抗原,而各微网中分布式电源配置容量的解对应为免疫系统产生的抗体。

2.1 抗体编码

设光伏和风机可接入的位置数为 M , M 的前 i 个表示光伏的信息,后 $M-i$ 个表示风机的信息。在拓扑图中依次对这些位置进行编号,则抗体 X 可表示为:

$$X = [x_{11}, x_{12}, \dots, x_{1m_1}, x_{21}, x_{22}, \dots, x_{2m_2}, \dots, x_{M1}, x_{M2}, \dots, x_{Mm_M}] \quad (14)$$

其中, x_{11} 、 x_{12} 、 $\dots$ 、 x_{1m_1} 为拓扑图中编号为 1 的可接入光伏的位置接入光伏的数量,若乘以单个光伏的容量,则可得到此处光伏总的接入容量。同理, x_{i+11} 、 x_{i+12} 、 $\dots$ 、 $x_{i+1m_{i+1}}$ 为拓扑图中编号为 i 的可接入风机的位置接入风机的数量,若乘以单个风机的容量,则可得到此处风机总的接入容量。

2.2 储能功率与容量计算

各微网中储能和分布式电源的出力之和要能保证微网孤岛至少运行 2 h,故各微网储能功率和容量计算公式如下^[9]:

$$P_B = \max(P_L(t) - P_{DG}(t)) \quad (15)$$

$$E_B = 2P_B \quad (16)$$

其中, P_B 为微网储能功率,单位为 kW; $P_L(t)$ 、 $P_{DG}(t)$ 分别为微网在 t 时刻的负荷功率、分布式电源出力,单位为 kW; E_B 为微网储能容量,单位为 kW·h; t 为 1~8 760 之间的整数。

2.3 重要负荷的选择和微网组成规则

根据负荷对供电可靠性要求的高低,将负荷分为重要负荷和一般负荷。微网的组成规则如下:为保证重要负荷的高供电可靠性,在重要负荷处组成微网,故微网内必然包含重要负荷;微网内一般负荷越少,微网能保持孤岛运行的时间可能越长,故要求微网内的一般负荷尽可能少;考虑到微网之间的互联,微网内必然包含从重要负荷所在节点到联络线所在节点之间的负荷。

模型求解算法的具体流程如图 1 所示。

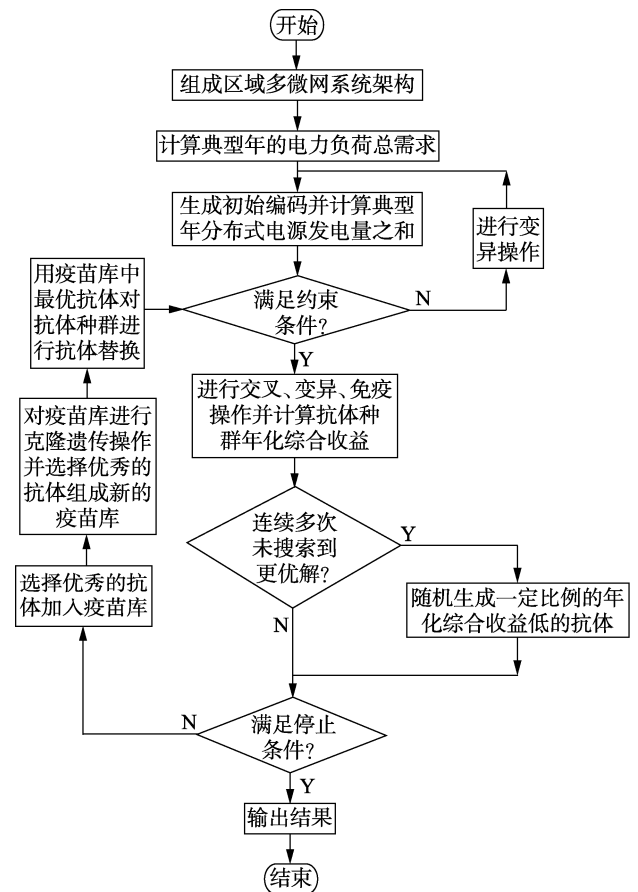


图 1 模型求解算法流程图

Fig.1 Flowchart of model solution algorithm

3 算例分析

3.1 算例模型及参数选取

本文算例采用 IEEE 33 节点标准系统。年负荷曲线一般可用四季典型日负荷曲线模拟,假定四季典型日的普通负荷和重要负荷的时序负荷曲线如图 2 所示。为了突出主要矛盾,做了简化处理,假定典

型日各节点的普通负荷或重要负荷的负荷曲线是相同的。

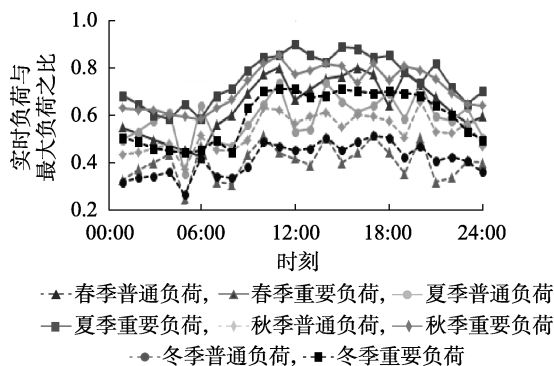


图2 典型日负荷

Fig.2 Load in typical day

分布式电源的类型为风机和光伏,并选择锂离子电池为储能装置,分布式电源和储能装置的参数见表1。表1中的光伏和风机在四季典型日的时序出力如图3所示。

表1 分布式电源和储能基础信息

Table 1 Basic information of distributed generation and energy storage

电源类型	额定功率/kW	安装成本/万元	维护成本/万元	寿命/a
光伏	46	46	0	25
风机	20	22	0.005	15
储能	1.2	0.32	0	8

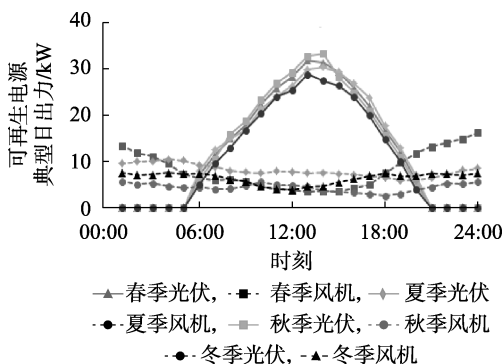


图3 典型日可再生能源出力

Fig.3 Renewable power output in typical day

免疫遗传算法参数选取如下:种群群体大小为50,迭代次数为200,免疫操作中的接种概率为0.5,疫苗库的容量为10,基因突变算子的变异率为0.1。电压允许偏差为 $-5\% \sim 5\%$;假定区域多微网系统的孤岛率为0.01,即并网和孤岛的时间比为99:1;假设用户电价为0.79元/(kW·h),当地脱硫煤标杆电价为0.44元/(kW·h),微网之间买/卖电(不含补贴)的电价为0.68元/(kW·h);区域多微网系统自发自用的补贴为0.72元/(kW·h),余电上网的补贴为0.6754元/(kW·h),微网之间相互买/卖电属于自发自用。

3.2 算例结果及分析

3.2.1 区域多微网系统布局

假定节点8、16、20、24和28处的负荷对供电可靠性的要求较高,故这5处的负荷属于重要负荷;同时假定区域多微网系统中各微网的利益主体不同。根据微网组成原则,在标准算例系统中构建的区域多微网系统的拓扑结构如图4所示。图中,每个方框表示1个微网,各微网通过用虚线表示的联络线相连,构成区域多微网系统。

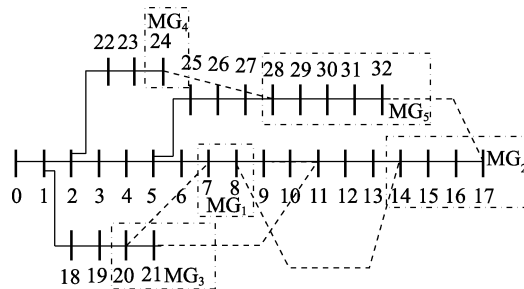


图4 IEEE 33节点标准系统中的多微网结构

Fig.4 Multi-microgrid structure of IEEE 33-bus standard system

3.2.2 不同可再生能源渗透率下的区域多微网系统和各微网年化综合收益

由于区域多微网系统中各微网的利益主体不同,故需要单独计算各微网的年化综合收益。微网的年化综合收益为微网年化售电收益扣除微网内分布式电源和储能的年化投资成本后的收益,其中孤岛运行时微网之间电量交易产生的收益平摊到各参与电量交易的微网中,此交易模式有助于提高年化综合收益差的微网的收益。不同可再生能源渗透率下的各微网年化综合收益见图5。

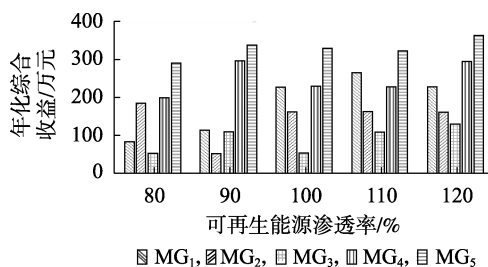


图5 各微网年化综合收益与可再生能源渗透率关系

Fig.5 Relationship between renewable energy penetration and annual comprehensive profit of microgrid

当可再生能源渗透率为80%、90%、100%、110%、120%时,其对应的区域多微网系统年化综合收益分别为778.48、881.67、980.22、1 071.49、1 159.51万元,对应的回本时间分别为4.36、4.22、4.17、4.10、4.07 a。

综上可知,区域多微网系统和各微网年化综合收益都随着可再生能源渗透率的增加呈上升趋势,且各微网年化综合收益的分布与各微网负荷大致相似;不到5 a,区域多微网系统产生的收益就能收回分布式电源和储能总成本。

3.2.3 不同可再生能源渗透率下各微网的分布式电源与储能配置

不同可再生能源渗透率下各微网分布式电源容量与储能配置情况见图 6。

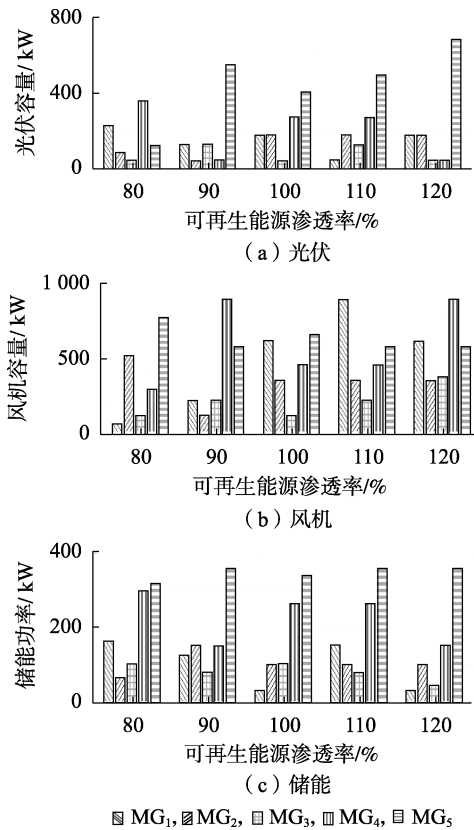


图 6 各微网分布式电源容量和储能功率

Fig.6 Distributed generation capacity and energy storage power of microgrids

由图 6 可知,不同可再生能源渗透率下各微网分布式电源和储能配置不同,其主要是由在微网内配置不同分布式电源和储能时年化综合收益不同造成的。为保证区域多微网系统孤岛至少运行 2 h,储能容量即为图 6 中储能功率的 2 倍。在各微网光伏与风机的配比中,风机电源所占的比重明显更大,但相同容量的光伏电源比风机电源便宜,这说明光伏出力与风机出力存在互补性,由互补导致的储能成本的降低和孤岛时年化售电收益的增加可在一定程度上弥补风机成本高的劣势。

3.2.4 不同可再生能源渗透率下组成区域多微网系统和未组成区域多微网系统的各微网经济性比较

为方便比较,假定组成区域多微网系统(方案 1)和未组成区域多微网系统(方案 2)的分布式电源和储能规划结果完全相同,两者主要的不同在于组成区域多微网系统存在微网之间的相互支援,本文中微网之间的相互支援发生在区域多微网系统孤岛运行时,故方案 1 和方案 2 的投资成本相同,并网运行时的售电收益也相同,主要不同在于孤岛时的售电收益,即方案 1 与方案 2 多微网及各微网综合收

益的差值等于孤岛时售电收益的差值。为清晰表达数据差异,故只展示孤岛时售电收益。当可再生能源渗透率为 80%、90%、100%、110%、120% 时,方案 1 下各微网孤岛售电收益之和分别为 10.82、11.73、12.47、12.93、13.29 万元,方案 2 下各微网孤岛售电收益之和分别为 10.05、10.32、10.66、11.23、12.09 万元。由此可看出,当可再生能源渗透率从 80% 增大到 120% 时,微网孤岛运行时由微网之间的相互支援产生的多微网孤岛售电收益分别为 0.77、1.41、1.81、1.7、1.2 万元,其值先变大后变小,为突出研究微网之间的相互支援效果,故只考虑可再生能源渗透率在 80%~120% 之间的情形。不同可再生能源渗透率下各微网孤岛年化售电收益对比见表 2。表中,各可再生能源渗透率第 1 行和第 2 行分别为方案 1 和方案 2 下各微网孤岛年化售电收益。

表 2 各微网孤岛年化售电收益对比

Table 2 Comparison of islanding annual selling profit for microgrids

可再生能源渗透率/%	年化售电收益/万元				
	微网 1	微网 2	微网 3	微网 4	微网 5
80	1.101 3	2.419 6	0.720 0	2.695 9	3.881 2
	1.075 5	1.846 8	0.712 3	2.686 7	3.724 9
90	1.493 1	0.713 3	1.496 3	3.595 8	4.482 2
	1.305 3	0.573 3	1.145 9	3.155 7	4.141 9
100	2.377 3	2.009 0	0.712 3	3.032 6	4.334 4
	1.680 7	1.588 2	0.512 3	2.816 5	4.058 9
110	2.381 2	1.933 8	1.391 7	3.022 6	4.204 0
	1.691 2	1.608 2	1.105 9	2.836 5	3.989 2
120	2.115 8	1.926 2	1.419 6	3.357 0	4.475 9
	1.760 7	1.668 2	1.222 5	3.175 7	4.260 8

综上可知,组成区域多微网系统时多微网总孤岛年化售电收益和各微网孤岛年化售电收益都比未组成区域多微网系统时高。其原因是组成区域多微网系统在孤岛发生时各微网之间存在相互支援的能力。因此,组成区域多微网系统比未组成区域多微网系统经济性好。

3.2.5 不同可再生能源渗透率下含多类型电源与含单一类型电源的区域多微网系统经济性比较

不同可再生能源渗透率下含多类型电源和含单一类型电源的区域多微网系统经济性对比见表 3。

表 3 区域多微网系统经济性对比

Table 3 Economic comparison for RMMS

电源类型	年化综合收益/万元				
	80%	90%	100%	110%	120%
包含多类型电源	778.48	881.67	980.22	1 071.49	1 159.51
包含光伏电源	713.24	770.23	844.91	948.01	1 041.41
包含风机电源	729.07	809.87	879.95	987.79	1 090.79

由表 3 可以看出,区域多微网系统含多种类型分布式电源时的年化综合收益比含单一类型分布式电源时大,其原因是光伏出力与风机出力存在互补性。综上所述,含多类型分布式电源的区域多微网

系统经济性比含单一类型分布式电源的区域多微网系统经济性好。

4 结论

本文提出了一种高可再生能源渗透率下的区域多微网系统优化规划方法,该方法考虑了区域多微网系统对可再生能源渗透率的要求和区域多微网系统中各微网之间的相互功率支援。通过比较组成区域多微网系统和未组成区域多微网系统的各微网经济性,以及比较微网内存在互补的分布式电源与微网内只有单一类型的分布式电源两者的微网经济性,证实了将微网互联组成区域多微网系统并合理配置区域多微网系统中各微网内各类分布式电源和储能能提升微网的经济性,即证实了本文所提方法的有效性。

本文提出的区域多微网系统优化规划方法及得到的规划结果可为我国区域多微网系统的建设提供指导和参考。

参考文献:

- [1] 赵敏,陈颖,沈沉,等. 微电网群特征分析及示范工程设计[J]. 电网技术,2015,39(6):1469-1476.
ZHAO Min, CHEN Ying, SHEN Chen, et al. Characteristic analysis of multi-microgrids and a pilot project design[J]. Power System Technology, 2015, 39(6): 1469-1476.
- [2] 许志荣,杨苹,赵卓立,等. 中国多微网系统发展分析[J]. 电力系统自动化,2016,40(17):224-231.
XU Zhirong, YANG Ping, ZHAO Zhuoli, et al. Analysis on the development of multi-microgrid in China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(17): 224-231.
- [3] 支娜,肖曦,田培根,等. 微网群控制技术研究现状与展望[J]. 电力自动化设备,2016,36(4):107-115.
ZHI Na, XIAO Xi, TIAN Peigen, et al. Research and prospect of multi-microgrid control strategies[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(4): 107-115.
- [4] 裴玮,杜妍,李洪涛,等. 应对微网群大规模接入的互联和互动新方案及关键技术[J]. 高电压技术,2015,41(10):3193-3203.
PEI Wei, DU Yan, LI Hongtao, et al. Novel solution and key technology of interconnection and interaction for large scale microgrid cluster integration[J]. High Voltage Engineering, 2015, 41(10): 3193-3203.
- [5] CHE Liang, ZHANG Xiaping, SHAHIDEHPUR M, et al. Optimal interconnection planning of community microgrids with renewable energy sources[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(3): 1054-1063.
- [6] 许志荣,杨苹,彭嘉俊,等. 应对脱离配电网情况的单三相多微网组合分析及切换控制[J]. 电力自动化设备,2017,37(9):1-9.
XU Zhirong, YANG Ping, PENG Jiajun, et al. Combination analysis and switching control of multiple single/three phase microgrids for active separation from distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(9): 1-9.
- [7] XIAO Liang, MANDAYAM N B, POOR H V. Prospect theoretic analysis of energy exchange among microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 6(1): 63-72.
- [8] OUAMMI A, DAGDOUGUI H, SACILE R. Optimal control of power flows and energy local storages in a network of microgrids modeled as a system of systems[J]. IEEE Transactions on Control Systems Technology, 2014, 23(1): 128-138.
- [9] 田培根,肖曦,丁若星,等. 自治型微电网群多元复合储能系统容量配置方法[J]. 电力系统自动化,2013,37(1):168-173.
TIAN Peigen, XIAO Xi, DING Ruoxing, et al. A capacity configuring method of composite energy storage system in autonomous multi-microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1): 168-173.
- [10] 凡鹏飞,张粒子,熊浩清,等. 基于改进 BCC 算法的含微电网的配电网网架规划[J]. 电力系统保护与控制,2012,40(10):12-18.
FAN Pengfei, ZHANG Lizi, XIONG Haoqing, et al. Distribution network planning containing micro-grid based on improved bacterial colony chemotaxis algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(10): 12-18.
- [11] LOTFI H, KHODAEI A. AC versus DC microgrid planning[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(1): 296-304.
- [12] 王成山,于波,肖峻,等. 平滑微电网联络线功率波动的储能系统容量优化方法[J]. 电力系统自动化,2013,37(3):12-17.
WANG Chengshan, YU Bo, XIAO Jun, et al. An energy storage system capacity optimization method for microgrid tie-line power flow stabilization[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(3): 12-17.
- [13] 杨艳红,裴玮,齐智平. 基于动态运行策略的混合能源微网规划方法[J]. 电力系统自动化,2012,36(19):30-36.
YANG Yanhong, PEI Wei, QI Zhiping. Planning method for hybrid energy microgrid based on dynamic operation strategy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(19): 30-36.
- [14] 张有兵,任帅杰,杨晓东,等. 考虑价格型需求响应的独立型微电网优化配置[J]. 电力自动化设备,2017,37(7):55-62.
ZHANG Youbing, REN Shuaijie, YANG Xiaodong, et al. Optimal configuration considering price-based demand response for stand-alone microgrid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(7): 55-62.
- [15] 王晶,陈江斌,束洪春. 基于可靠性的微网容量最优配置[J]. 电力自动化设备,2014,34(4):120-127.
WANG Jing, CHEN Jiangbin, SHU Hongchun. Microgrid capacity configuration optimization based on reliability[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(4): 120-127.
- [16] JIAO Licheng, WANG Lei. A novel genetic algorithm based on immunity[J]. IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics - Part A: Systems & Humans, 2000, 30(5): 552-561.
- [17] WANG Shouxiang, LI Zhixin, WU Lei, et al. New metrics for assessing the reliability and economics of microgrids in distribution system[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3): 2852-2861.
- [18] 梁惠施,程林,刘思革. 基于蒙特卡罗模拟的含微网配电网可靠性评估[J]. 电网技术,2011,35(10):76-81.
LIANG Huishi, CHENG Lin, LIU Sige. Monte carlo simulation based reliability evaluation of distribution system containing microgrids[J]. Power System Technology, 2011, 35(10): 76-81.

作者简介:



王守相

王守相(1973—),男,山东高密人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为智能配电系统分析、分布式发电系统分析与仿真(E-mail: sxwang@tju.edu.cn);

张齐(1993—),男,湖北天门人,硕士研究生,主要研究方向为多微电网规划(E-mail: zhongqi123@tju.edu.cn);

(下转第52页 continued on page 52)

电力系统自动化(E-mail:xiongsf@163.com);

究方向为电力系统稳定控制与经济运行(E-mail:shenfeifan@

shenfeifan@whu.edu.cn)。

沈非凡(1994—),男,湖北咸宁人,博士研究生,主要研

Reactive power planning of distribution network based on active-reactive power adjustment capability of distributed generation

SHEN Yangwu¹, XIONG Shangfeng¹, SHEN Feifan², LIANG Liqing¹, ZHANG Chen², ZHANG Xi², KE Deping²

(1. State Grid Hunan Electric Power Company Limited Research Institute, Changsha 410007, China;

2. School of Electrical Engineering, Wuhan University, Wuhan 430072, China)

Abstract: The traditional reactive power planning methods often require the distribution network to invest a large quantity of reactive power compensation devices when dealing with small probability extreme voltage scenes. Therefore, a reactive power planning model of distribution network is proposed based on the scenes of distributed generation and load, which fully uses the active-reactive power adjustment capability of distributed generation, makes the active power adjustment capability of distribution generation as an additional voltage adjustment measure under small probability extreme voltage scenes, and takes the minimum sum of investment cost of reactive power compensation devices and the active power adjustment cost of distributed generation as the objective to reduce the total payment of power system. A particle swarm optimization algorithm embedded with the original dual interior point method is proposed to solve the model. The simulation analysis of self-defined IEEE 30-bus system verifies the economy of the proposed model and the effectiveness of the proposed algorithm.

Key words: distribution network; reactive power planning; distributed power generation; voltage adjustment with active power; small probability event; scene

(上接第 38 页 continued from page 38)

王 瀚(1993—),男,辽宁大连人,硕士研究生,主要研究方向为储能装置优化配置(E-mail:wanghan_ee@tju.edu.cn);

舒 欣(1983—),男,湖北钟祥人,博士,主要研究方向为电力系统运行与分析、新能源并网运行分析(E-mail:15997411312@163.com)。

Optimal planning method for regional multi-microgrid system with high renewable energy penetration

WANG Shouxiang¹, ZHANG Qi¹, WANG Han¹, SHU Xin²

(1. Key Laboratory of Smart Grid of Ministry of Education, Tianjin University, Tianjin 300072, China;

2. State Grid Hubei Electric Power Company, Wuhan 430077, China)

Abstract: Considering the fact that nearby microgrids can potentially support each other, a RMMS(Regional Multi-Microgrid System) is built, and an optimal allocation of DGs(Distributed Generators) and energy storages in RMMS is presented, which may contribute to an improved RMMS economic performance. An optimal planning method for RMMS with high renewable energy penetration is proposed, which maximizes the annual total profits and employs the immune genetic algorithm to obtain an optimal configuration of DGs and energy storages with the consideration of the requirements from RMMS renewable energy penetration and mutual power support between microgrids. The IEEE 33-node system is taken as an example to obtain the annual total profits of each microgrid and RMMS with several penetration levels of renewable energy sources. Test results verify that the establishment of RMMS provides additional economic benefits of these microgrids. Moreover, it also proves that the configuration of various types of DGs improves the economic performance of these microgrids compared with the systems with single type of DGs.

Key words: high renewable energy penetration; regional multi-microgrid system; distributed power generation; energy storages; immune genetic algorithm; optimal planning