

考虑电动汽车能量管理的微网分布式电源选址定容

张明锐¹,李路遥¹,杜志超²,欧阳丽²

(1. 同济大学 电子与信息工程学院,上海 201804;

2. 上海电气集团股份有限公司中央研究院,上海 200070)

摘要: 基于电动汽车(EVs)移动负载和储能特性,提出含EV的微网分布式电源(DGs)选址定容模型和EV运行管理策略。利用电价引导机制,制定EV无序充电、有序充电和有序充放电3种能量管理模式。以投资成本、交互功率波动率、孤岛失负荷率最小为目标,采用基于精英策略的非支配排序遗传算法(NSGA-II)求解DG优化配置方案。仿真结果表明,与EV无序充电模式相比,EV有序充电和有序充放电模式可以有效减少DG配置容量,降低微网综合成本,减小交互功率波动,EV延迟充电与放电辅助服务可显著提高微网孤岛供电可靠性。

关键词: 分布式电源; 选址定容; 电动汽车; 能量管理; NSGA-II

中图分类号: TM 715

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2017.07.008

0 引言

微网中分布式电源 DGs(Distributed Generators)的选址定容对微网运行的经济性、可靠性和环境效益等都有着直接影响^[1-3]。目前,DG选址定容研究已经较为成熟,通常以投资成本、供电可靠性、网损和环境效益等为优化目标,考虑负荷时序特性及功率平衡约束等条件,求解DG的配置容量与安装位置^[4-7]。

实际上,电动汽车 EVs(Electric Vehicles)大规模接入对微网规划和运行有着广泛影响。一方面,EV作为交通工具,是一种移动的电力负荷,大量EV接入微网使充电负荷迅速增长,EV负荷的不确定性和流动性加大了微网规划和管理难度,对微网负荷平衡、电能质量、新能源协调运行有着复杂影响^[8]。另一方面,通过有序电能管理,将EV作为可控负载和分布式储能单元参与微网辅助服务,可增加系统灵活性,平抑负荷波动,减小系统备用容量^[9-12]。因此,在微网规划阶段考虑EV对DG选址定容的影响具有重要意义。

目前,关于EV能量管理对DG配置影响的研究相对较少。文献[13]根据用户用车习惯对EV进行分类,确定各类别EV的日均行驶里程和无序充电负荷,并在此基础上研究了EV充电负荷对微网内风机配置容量的影响。文献[14]根据EV用户行车需求,确定EV无序充电功率,并以系统投资成本最小和环境效益最大为目标,优化DG配置容量和安装位置。

文献[13-14]仅将EV视作无序充电负荷,忽略了EV有序充电管理和放电上网V2G(Vehicle-to-Grid)对微网规划和运行的影响,可能造成DG配置容量过大,降低DG配置的经济性。文献[15]在建立含EV的配网DG规划模型时,考虑EV向电网反送电能,假设EV充放电功率与接入微网的EV数量和EV电池额定充放电功率成正比,根据EV参与电网调度意愿确定EV充放电对系统负荷的影响。文献[16]则考虑EV在谷时段充电功率和峰时段放电功率的分布特性,通过在用电低谷时段和高峰时段对EV充放电进行集中调度,减少EV充放电对系统造成的影响,并采用遗传算法求解DG选址定容方案。文献[15-16]提出了典型的考虑EV充放电负荷影响的DG配置策略,通过确定EV集群充放电负荷,结合系统负荷和DG发电功率,求解满足系统总负荷需求的DG配置方案,但对于EV充放电过程和EV荷电状态SOC(State Of Charge)变化对EV充放电功率的影响未作考虑。由于EV充放电会改变EV的SOC,SOC达到上/下限的EV无法继续充/放电,EV充放电策略将影响EV集群充放电负荷^[17-18],进而对系统总负荷和DG配置结果产生影响。同时,多数文献在进行微网DG选址定容时仅考虑联网运行,对孤岛模式下DG运行策略和EV辅助服务调度策略未做分析,无法检验微网的孤岛供电可靠性。因此,合理的EV充放电管理和EV孤岛辅助服务调度策略对于DG选址定容具有重要意义,关系到DG选址定容方案的合理性和可行性^[19]。

在以上研究的基础上,本文考虑EV移动负载特性和储能特性,通过电价引导机制,制定EV有序充电和有序充放电能量管理模式,研究EV能量管理模式对微网DG选址定容的影响。考虑微网与公共电网交互功率限制和孤岛供电可靠性,制定联网模式

收稿日期:2016-09-28;修回日期:2017-05-13

基金项目:国家科技支撑计划项目(2015BAG19B02);上海市自然科学基金资助项目(13ZR1444400);上海市科委项目(13DZ1200403)

Project supported by the National Science and Technology Support Project of China(2015BAG19B02),the Natural Science Foundation of Shanghai(13ZR1444400) and the Shanghai Committee of Science and Technology(13DZ1200403)

电池储能系统 BESS(Battery Energy Storage System) 能量管理策略和孤岛模式 BESS 及 EV 辅助服务调度策略,引入联网交互功率波动率及孤岛失负荷率目标函数,以日投资成本、交互功率波动率和孤岛失负荷率最小为目标,采用基于精英策略的非支配排序遗传算法 NSGA-II (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II) 求解 DG 选址定容方案。通过联网和孤岛运行分析,验证所配置 DG 选址定容方案的有效性。

1 EV、BESS 能量管理

1.1 EV 有序充电模式

假设所有 EV 用户是理智用电、对电价敏感的, EV 通过智能装置接入微网,且功率实时可调。通过提高 EV 峰时充电价格,降低谷时充电价格,制定 EV 充电引导电价,引导 EV 用户错峰充电:

$$C_j^{\text{ch}} = C_{\text{ks}} C_{o,j} \frac{(P_{\text{base},j} + P_{\text{ref},j}^{\text{ch}})^2}{P_{o,j}^2} \quad (1)$$

其中, $P_{\text{base},j}$ 和 $P_{\text{ref},j}^{\text{ch}}$ 分别为 j 时段基本负荷和 EV 总充电功率; $C_{o,j}$ 为负荷功率达到设定值 $P_{o,j}$ 时的电网电价; C_{ks} 为比例系数; C_j^{ch} 为 j 时段 EV 的充电价格。

EV 在电价引导下进行有序充电,但不提供放电服务。从 EV 用户群体利益出发,最小化微网区域内所有 EV 全天充电成本:

$$C_{\text{EV}} = \sum_{j=1}^{24} \sum_{i=1}^N C_j^{\text{ch}} P_{i,j}^{\text{ch}} t_j \quad (2)$$

其中, N 为 EV 的总数; $P_{i,j}^{\text{ch}}$ 为第 i 辆 EV 在 j 时段内的充电功率; t_j 为 EV 时间步长,本文取 1 h。

EV 充电优化问题的约束包括充电功率、充电期望、电量和停靠约束。

a. 充电功率约束。

$$0 \leq P_{i,j}^{\text{ch}} \leq P_{\text{R}} \quad \forall i=1,2,\dots,N; j=1,2,\dots,24 \quad (3)$$

其中, P_{R} 为 EV 额定充电功率。假设 EV 配备统一规格电池,具有相同的额定功率、电量和充放电效率,电池额定充电功率等于额定放电功率。

b. 充电期望和电量约束。

$$\text{SOC}_i + \eta_{\text{ch}} \sum_{j=1}^{24} P_{i,j}^{\text{ch}} t_j = \text{SOC}_{\text{exp},i} \quad \forall i=1,2,\dots,N \quad (4)$$

$$\text{SOC}_{\text{min},i} \leq \text{SOC}_i + \eta_{\text{ch}} \sum_{j=1}^{j_k} P_{i,j}^{\text{ch}} t_j \leq \text{SOC}_{\text{max},i} \quad j_k=1,2,\dots,24 \quad (5)$$

其中, SOC_i 、 $\text{SOC}_{\text{min},i}$ 和 $\text{SOC}_{\text{max},i}$ 分别为第 i 辆 EV 的电池初始荷电量、最小荷电量限值和最大荷电量限值; $\text{SOC}_{\text{exp},i}$ 为第 i 个 EV 用户充电完成时的电池期望荷电量; η_{ch} 为单台 EV 的电池充电效率。

c. 停靠约束。

考虑到 EV 的行驶需求, EV 驶离微网区域的时段内充放电功率为 0。

$$P_{i,j}^{\text{ch}} = 0 \quad \forall i \in \Omega_j \quad (6)$$

其中, Ω_j 为 j 时段驶离微网的 EV 集合。

1.2 EV 有序充放电模式

有序充放电模式下, EV 放电参与微网调峰并从中获得放电收益。微网通过提高 EV 放电电价,鼓励 EV 放电参与调峰, EV 放电引导电价如下:

$$C_j^{\text{dis}} = C_{\text{ks}} C_{o,j} \frac{(P_{\text{base},j} + P_{\text{ref},j}^{\text{dis}})^2}{P_{o,j}^2} \quad (7)$$

其中, $P_{\text{ref},j}^{\text{dis}}$ 为 j 时段 EV 总放电功率; C_j^{dis} 为 j 时段 EV 放电电价。

EV 通过赚取上网电价和充电电价的差价盈利。以 EV 充电成本和放电收益之差作为所有 EV 全天成本 C_{EV}^{D} :

$$C_{\text{EV}}^{\text{D}} = \sum_{j=1}^{24} \sum_{i=1}^N (C_j^{\text{ch}} P_{i,j}^{\text{ch}} - C_j^{\text{dis}} P_{i,j}^{\text{dis}}) t_j \quad (8)$$

其中, $P_{i,j}^{\text{dis}}$ 为第 i 辆 EV 在 j 时段内的放电功率。

有序充放电以 EV 全天成本最小为目标,约束条件如下。

a. 充放电功率约束。

$$0 \leq P_{i,j}^{\text{ch}}, P_{i,j}^{\text{dis}} \leq P_{\text{R}} \quad \forall i=1,2,\dots,N; j=1,2,\dots,24 \quad (9)$$

b. 充电期望和电量约束。

$$\text{SOC}_i + \eta_{\text{ch}} \sum_{j=1}^{24} P_{i,j}^{\text{ch}} t_j - \frac{1}{\eta_{\text{dis}}} \sum_{j=1}^{24} P_{i,j}^{\text{dis}} t_j = \text{SOC}_{\text{exp},i} \quad \forall i=1,2,\dots,N \quad (10)$$

$$\text{SOC}_{\text{min},i} \leq \text{SOC}_i + \eta_{\text{ch}} \sum_{j=1}^{j_k} P_{i,j}^{\text{ch}} t_j - \frac{1}{\eta_{\text{dis}}} \sum_{j=1}^{j_k} P_{i,j}^{\text{dis}} t_j \leq \text{SOC}_{\text{max},i} \quad j_k=1,2,\dots,24 \quad (11)$$

c. 停靠约束。

$$P_{i,j}^{\text{ch}} = P_{i,j}^{\text{dis}} = 0 \quad \forall i \in \Omega_j \quad (12)$$

d. 充放电不同时进行约束。

$$P_{i,j}^{\text{ch}} P_{i,j}^{\text{dis}} = 0 \quad \forall i=1,2,\dots,N; j=1,2,\dots,24 \quad (13)$$

通过制定合理的有序充放电价格,引导 EV 用户充放电行为,在有序充放电模式下, EV 用户不需要被动接受电网调控,而是根据引导电价主动设定充放电时段,以减小充电成本并获得放电收益,可避免一般商业模式对车主车辆支配权的控制^[20]。

1.3 BESS 能量管理

BESS 由电池储能单元组成,并由微网统一调度管理。为减少 BESS 充放电次数,避免频繁充放电给 BESS 带来的负面影响,本文通过设置 BESS 放电临界值 P_{Eh} ,制定联网模式 BESS 充放电策略^[21]。

a. 充电模式: 风光发电功率大于总负荷功率时, BESS 充电消纳过剩电能。

b. 空闲模式: 风光发电功率小于总负荷功率且功率缺额小于 P_{Eh} 时, BESS 不充放电,微网向公共电网购电填补功率缺额。

c. 放电模式: 风光发电功率小于总负荷功率且功率缺额大于 P_{Eh} 时, BESS 放电提供功率支撑,若功率仍有缺额,微网向公共电网购电。

BESS 运行约束包括功率、电量和充放电不同时进行约束。

a. 功率约束。

$$0 \leq P_{E,j}^{\text{ch}}, P_{E,j}^{\text{dis}} \leq nP_{\text{ER}} \quad \forall j=1,2,\dots,24 \quad (14)$$

其中, $P_{E,j}^{\text{ch}}, P_{E,j}^{\text{dis}}$ 分别为 j 时段 BESS 充、放电功率; n 为储能单元数量; P_{ER} 为储能单元额定充放电功率。

b. 电量约束。

$$n\text{SOC}_{\min,E} \leq n\text{SOC}_{E,j} + \eta_E^{\text{ch}} P_{E,j}^{\text{ch}} t_j - \frac{1}{\eta_E^{\text{dis}}} P_{E,j}^{\text{dis}} t_j \leq n\text{SOC}_{\max,E} \quad \forall j=1,2,\dots,24 \quad (15)$$

其中, $\text{SOC}_{E,j}$ 为 j 时段储能单元荷电量; $\text{SOC}_{\min,E}$ 和 $\text{SOC}_{\max,E}$ 分别为储能单元最小荷电量限值和最大荷电量限值; $\eta_E^{\text{ch}}, \eta_E^{\text{dis}}$ 分别为储能单元充、放电效率。

c. 充放电不同时进行约束。

$$P_{E,j}^{\text{ch}} P_{E,j}^{\text{dis}} = 0 \quad \forall j=1,2,\dots,24 \quad (16)$$

1.4 EV、BESS 孤岛模式充放电策略

微网进入孤岛后,应首先保证关键负荷供电,通过综合调度 BESS 和 EV 出力,减少负荷切除量,维持网内供需平衡。假设各时段微网进入孤岛的的概率相同,且孤岛持续时间为 1 h。

孤岛运行时, EV 和 BESS 充放电策略与联网运行时不同。风光发电功率大于总负荷功率时, BESS 充电, EV 维持有序充电。风光发电功率小于总负荷功率时,则优先调度 BESS 放电,若功率仍有缺额,则调度 EV 延迟充电或放电辅助服务^[22],即通过向 EV 提供高额辅助服务补贴,鼓励 EV 停止充电并放电提供功率支撑,孤岛运行结束后恢复 EV 充电。

事实上,停靠的 EV 是否参与辅助服务与其 SOC 及用户行程计划有关^[23]。考虑到 EV 用户的用车需求及里程忧虑心理^[24],本文通过设定 EV 辅助服务 SOC 期望值,反映 EV 用户参与辅助服务的意愿,并提高 EV 孤岛辅助服务收益,激励 EV 用户积极响应孤岛调度。为简化模型,本文采用统一的 SOC 期望值。无序充电模式下, EV 用户充电行为自由,在接入微网后立即开始充电,孤岛时不响应微网调度。有序充电模式下,充电中 EV 的 SOC 大于延迟充电期望值 SOC_{de} 时,通过延迟充电参与孤岛辅助服务,停止充电行为,减小孤岛供电压力。有序充放电模式下,停靠的 EV 在延迟充电基础上, SOC 大于放电期望值 SOC_{d} 时,以额定功率放电为孤岛微网提供功率支撑。

孤岛模式 EV 运行约束包括延迟充电、放电功率及电量约束,停靠和充放电不同时进行约束, BESS 运行约束包括充放电功率、电量和充放电不同时进行约束。

a. EV 延迟充电、放电功率及电量约束。

$$0 \leq P_{i,j}^{\text{gle}} \leq P_{i,j}^{\text{ch}} \quad \forall i=1,2,\dots,N; j=1,2,\dots,24 \quad (17)$$

$$0 \leq P_{i,j}^{\text{ch}}, P_{i,j}^{\text{dis}} \leq P_{\text{R}} \quad \forall i=1,2,\dots,N; j=1,2,\dots,24 \quad (18)$$

$$\text{SOC}_{\min,i} \leq \text{SOC}_{i,j} + \eta_{\text{ch}} P_{i,j}^{\text{ch}} t_j - \frac{1}{\eta_{\text{dis}}} P_{i,j}^{\text{dis}} t_j \leq \text{SOC}_{\max,i} \quad \forall i=1,2,\dots,N; j=1,2,\dots,24 \quad (19)$$

b. EV 停靠约束。

$$P_{i,j}^{\text{ch}} = P_{i,j}^{\text{dis}} = P_{i,j}^{\text{gle}} = 0 \quad \forall i \in \Omega_j \quad (20)$$

c. EV 充放电不同时进行约束。

$$P_{i,j}^{\text{ch}} P_{i,j}^{\text{dis}} = 0 \quad \forall i=1,2,\dots,N; j=1,2,\dots,24 \quad (21)$$

$$P_{i,j}^{\text{ch}} P_{i,j}^{\text{dis}} = 0 \quad \forall i=1,2,\dots,N; j=1,2,\dots,24 \quad (22)$$

d. BESS 充放电功率和电量约束。

$$0 \leq P_{E,j}^{\text{ch}}, P_{E,j}^{\text{dis}} \leq nP_{\text{ER}} \quad \forall j=1,2,\dots,24 \quad (23)$$

$$n\text{SOC}_{\min,E} \leq n\text{SOC}_{E,j} + \eta_E^{\text{ch}} P_{E,j}^{\text{ch}} t_j - \frac{1}{\eta_E^{\text{dis}}} P_{E,j}^{\text{dis}} t_j \leq n\text{SOC}_{\max,E} \quad \forall j=1,2,\dots,24 \quad (24)$$

e. BESS 充放电不同时进行约束。

$$P_{E,j}^{\text{ch}} P_{E,j}^{\text{dis}} = 0 \quad \forall j=1,2,\dots,24 \quad (25)$$

其中, $\text{SOC}_{i,j}$ 为第 i 辆 EV 在 j 时段的电池初始荷电量; $P_{i,j}^{\text{ch}}, P_{i,j}^{\text{gle}}$ 和 $P_{i,j}^{\text{dis}}$ 分别为 j 时段孤岛第 i 辆 EV 的充电功率、延迟充电功率和放电功率; $P_{E,j}^{\text{ch}}, P_{E,j}^{\text{dis}}$ 分别为 j 时段孤岛 BESS 充、放电功率。

2 DG 选址定容模型

2.1 目标函数

a. 综合成本。

本文配置的 DG 类型为风机 WT(Wind Turbine)、光伏 PV(Photo Voltaic)和 BESS。微网一日内综合成本 C_{d} 由 DG 投资成本 C_{inv} 、DG 安装成本 C_{inst} 、DG 运行维护成本 C_{om} 、向公共电网购电成本 C_{pg} 、EV 联网调峰成本 C_{tf} 和微网支付 EV 孤岛辅助服务的成本 C_{g} 构成。

$$\min C_{\text{d}} = C_{\text{inv}} + C_{\text{inst}} + C_{\text{om}} + C_{\text{pg}} + C_{\text{tf}} + C_{\text{g}} \quad (26)$$

$$C_{\text{inv}} = \frac{\lambda_{\text{DC}}}{365} \left(\sum_{l=1}^{N_{\text{WT}}} C_{\text{WT},l} C_{\text{inv}}^{\text{WT}} + \sum_{m=1}^{N_{\text{PV}}} C_{\text{PV},m} C_{\text{inv}}^{\text{PV}} + \sum_{b=1}^{N_{\text{B}}} C_{\text{B},b} C_{\text{inv}}^{\text{B}} \right) \quad (27)$$

$$\lambda_{\text{DC}} = \frac{r(1+r)^{N_{\text{a}}}}{(1+r)^{N_{\text{a}}}-1} \quad (28)$$

$$C_{\text{inst}} = \frac{1}{365N_{\text{a}}} \left(\sum_{l=1}^{N_{\text{WT}}} C_{\text{WT},l} C_{\text{inst}}^{\text{WT}} + \sum_{m=1}^{N_{\text{PV}}} C_{\text{PV},m} C_{\text{inst}}^{\text{PV}} + \sum_{b=1}^{N_{\text{B}}} C_{\text{B},b} C_{\text{inst}}^{\text{B}} \right) \quad (29)$$

$$C_{\text{om}} = \sum_{j=1}^{24} \left(\sum_{l=1}^{N_{\text{WT}}} C_{\text{om}}^{\text{WT}} P_{l,j}^{\text{WT}} + \sum_{m=1}^{N_{\text{PV}}} C_{\text{om}}^{\text{PV}} P_{m,j}^{\text{PV}} + \sum_{b=1}^{N_{\text{B}}} C_{\text{om}}^{\text{B}} P_{b,j}^{\text{B}} \right) t_j \quad (30)$$

$$C_{\text{pg}} = \sum_{j=1}^{24} (\text{TOU}_j P_{\text{g},j}) t_j \quad P_{\text{g},j} \geq 0 \quad (31)$$

$$C_{\text{tf}} = \sum_{j=1}^{24} \sum_{i=1}^N (C_{i,j}^{\text{dis}} + C_{\text{w}}) P_{i,j}^{\text{dis}} t_j \quad (32)$$

$$C_{\text{g}} = \sum_{j=1}^{24} \sum_{i=1}^N p_j (C_j^{\text{gle}} P_{i,j}^{\text{gle}} + C_j^{\text{dis}} P_{i,j}^{\text{dis}}) t_j \quad (33)$$

$$C_j^{\text{gle}} = k_{\text{s}} C_j^{\text{ch}}, \quad C_j^{\text{dis}} = k_{\text{s}} (C_j^{\text{dis}} + C_{\text{w}})$$

其中, $N_{\text{WT}}, N_{\text{PV}}$ 和 N_{B} 分别为 WT、PV 和 BESS 的安装组数; $C_{\text{WT},l}, C_{\text{PV},m}$ 和 $C_{\text{B},b}$ 分别为第 l 组 WT、第 m 组 PV

和第 b 组 BESS 的容量; λ_{DG} 为 DG 折现系数; r 和 N_a 分别为 DG 折现率与使用年限,分别取 8% 和 20 a; $C_{inv}^{WT}, C_{inv}^{PV}, C_{inv}^B$ 和 $C_{inst}^{WT}, C_{inst}^{PV}, C_{inst}^B$ 分别为 WT、PV、BESS 的单位容量投资成本和安装成本; $C_{om}^{WT}, C_{om}^{PV}, C_{om}^B$ 分别为 WT、PV、BESS 的单位电量运行维护成本; $P_{l,j}^{WT}, P_{m,j}^{PV}$ 和 $P_{b,j}^B$ 分别为 j 时段第 l 组 WT、第 m 组 PV 的发电功率和第 b 组 BESS 的充放电功率; $P_{g,j}$ 为 j 时段微网与公共电网的交互功率,微网向公共电网购电时有 $P_{g,j} > 0$,微网向公共电网返送电能时有 $P_{g,j} < 0$; TOU $_j$ 为 j 时段微网向公共电网购电电价; p_j 为 j 时段微网进入孤岛概率,取 0.1%; C_j^{gdc} 和 C_j^{gds} 分别为 j 时段孤岛 EV 延迟充电和放电辅助服务收益电价; k_s 和 C_w 分别为 EV 辅助服务激励系数和放电上网补贴电价,分别取 10 和 0.42 元/(kW·h)^[6]。

b. 孤岛失负荷率。

取一日内最大孤岛失负荷率 LPSP(Loss of Power Supply Probability)作为微网供电可靠性指标。

$$\min LPSP = \max(LPS_j / S_N) \quad j=1, 2, \dots, 24 \quad (34)$$

其中, S_N 为微网额定容量; LPS_j 为 j 时段孤岛失负荷量。

c. 交互功率波动率。

取一日内交互功率方差 S_{var} 作为交互功率波动指标^[25]。

$$\min S_{var} = \frac{1}{24} \sum_{j=1}^{24} \left(P_{g,j} - \frac{1}{24} \sum_{j=1}^{24} P_{g,j} \right)^2 \quad (35)$$

2.2 约束条件

a. 联网功率平衡约束。

$$P_{WT,j} + P_{PV,j} + P_{g,j} + \sum_{i=1}^N (P_{i,j}^{dis} - P_{i,j}^{ch}) + P_{E,j}^{dis} - P_{E,j}^{ch} - P_{Loss,j} = P_{base,j} \quad \forall j=1, 2, \dots, 24 \quad (36)$$

b. 交互功率约束。

$$|P_{g,j}| \leq P_{gmax} \quad \forall j=1, 2, \dots, 24 \quad (37)$$

其中, $P_{WT,j}$ 和 $P_{PV,j}$ 分别为 j 时段风、光发电功率; $P_{Loss,j}$ 为 j 时段微网网损; P_{gmax} 为微网与公共电网的最大交互功率限值。

c. 孤岛功率平衡约束。

$$P_{WT,j} + P_{PV,j} + \sum_{i=1}^N (P_{i,j}^{gdis} + P_{i,j}^{gdc} - P_{i,j}^{gch}) + (P_{E,j}^{gdis} - P_{E,j}^{gch}) - P_{Loss,j} = P_{base,j} - LPS_j \quad \forall j=1, 2, \dots, 24 \quad (38)$$

2.3 模型求解

考虑 EV 能量管理的微网 DG 选址定容是一个含约束的非线性多目标优化问题。本文综合考虑 EV 能量管理策略、BESS 电能调度策略对微网联网和孤岛运行的影响,首先在 AMPL(A Mathematical Programming Language)中建立 EV 能量管理与优化运行模型,使用 MINOS 求解器对管理策略仿真求解;根据 EV 集群充放电负荷与微网基础负荷、风光发电时序

特性,在 MATLAB 中建立 DG 选址定容模型,结合 EV、BESS 联网和孤岛能量管理策略,对联网和孤岛微网进行潮流计算,并采用 NSGA-II 优化目标函数,求解最优 DG 配置方案。通过引入快速非支配排序算法与精英策略,采用拥挤度比较算子,降低算法复杂度。采用整数编码方式,每个染色体代表一个选址定容方案,包含 DG 的类型、接入位置及接入数量信息,编码形式如下:

$$Ge = [T_1, L_1, M_1, \dots, T_{N_{DG}}, L_{N_{DG}}, M_{N_{DG}}] \quad (39)$$

其中, T 为 DG 类型,表示节点接入的是 WT、PV 或是 BESS; L 为 DG 的接入节点; M 为 DG 单元的接入数量; N_{DG} 为 DG 的最大安装组数。

初始种群大小为 100,进化代数取 100,交叉概率和变异概率分别取 0.6 和 0.05;选择操作采用轮盘赌选择并加入最优个体保持策略。采用罚函数法处理约束条件,将目标函数和经惩罚的约束项组合成适应度函数。算法流程如图 1 所示。

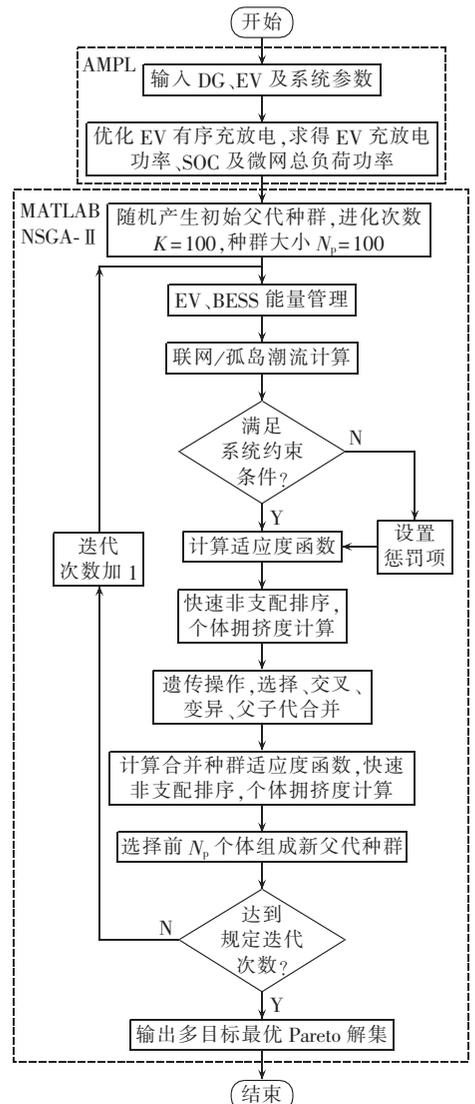


图 1 NSGA-II 流程框图
Fig.1 Flowchart of NSGA-II

2.4 最优方案选取

NSGA-II 求得的选址定容方案是一组 Pareto 解集,使用模糊隶属度函数选取最优方案^[26]。通过隶属度的大小表示决策者对优化目标的满意程度,根据决策者偏好设置优化目标的权重值,通过式(40)、(41)计算多目标函数的隶属度加权值,所得最大值对应的 Pareto 解即为最优解。

$$u_h^s = \begin{cases} 1 & F_h^s = F_h^{\min} \\ \frac{F_h^{\max} - F_h^s}{F_h^{\max} - F_h^{\min}} & F_h^{\min} \leq F_h^s \leq F_h^{\max} \\ 0 & F_h^s = F_h^{\max} \end{cases} \quad (40)$$

$$u^s = \frac{\sum_{h=1}^{N_{obj}} \lambda_h u_h^s}{\sum_{s=1}^{N_p} \sum_{h=1}^{N_{obj}} \lambda_h u_h^s} \quad (41)$$

其中, u_h^s 为 Pareto 解集中第 s 个解中目标函数 h 的隶属度; F_h^s 为第 s 个解中目标函数 h 的值; F_h^{\min} 和 F_h^{\max} 分别为目标函数 h 的最小值和最大值; u^s 为多目标函数的隶属度加权值; N_p 为种群个体数目; N_{obj} 为目标函数个数; λ_h 为目标函数 h 的取值权重。

3 算例分析

3.1 仿真模型及参数

本文采用的 FREEDM 环形微网模型额定容量为 1 MW, 额定电压为 10 kV, 节点 5、7 和 11 设有 EV 充电站。假设微网与公共电网交互功率最大值为 500 kW, BESS 放电临界值为 300 kW。EV 电池额定电量为 64 kW·h, 延迟充电和放电 SOC 期望值分别为 32 kW·h 和 40 kW·h。典型风光出力特性曲线如图 2 所示, 图中所给数值表示其出力与额定容量的百分比, 功率因数取 0.95。负荷功率见图 2, 关键负荷占总负荷的比例为 30%。微网向公共电网购电电价采用峰平谷电价, 如表 1 所示。微网负荷数据和线

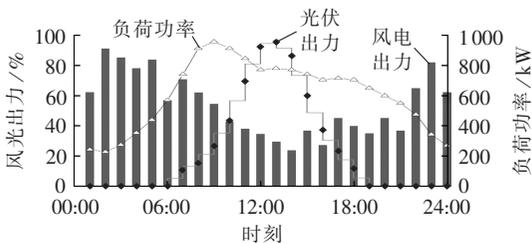


图 2 典型风光出力、负荷功率曲线

Fig.2 Typical power curves of wind-turbine output, photovoltaic output and load

表 1 峰平谷电价

Table 1 Peak, ordinary and valley electricity prices

时段	电价/[元·(kW·h) ⁻¹]
峰时段 08:00—11:00, 18:00—21:00	1.197
平时段 06:00—08:00, 11:00—18:00, 21:00—22:00	0.744
谷时段 22:00 至次日 06:00	0.356

路参数见表 2 和表 3, 表 3 中电阻、电抗、对地电纳均为标么值。

表 2 FREEDM 系统负荷数据

Table 2 Load data of FREEDM system

母线	负荷/kW	母线	负荷/kW	母线	负荷/kW
1	0	6	40	11	84
2	80	7	42	12	0
3	270	8	0	13	54
4	170	9	80	14	70
5	60	10	50		

表 3 FREEDM 系统线路参数

Table 3 Transmission line parameters of FREEDM system

母线端	母线端	电阻	电抗	对地电纳
1	2	0.00019	0.00592	0.0528
2	3	0.00047	0.00198	0.0492
3	4	0.00067	0.00171	0.0128
4	5	0.00033	0.00042	0.0438
5	6	0.00043	0.00252	0.0340
6	7	0.00043	0.00199	0.0346
7	8	0.00023	0.00176	0.0228
8	9	0.00013	0.00260	0.0345
9	10	0.00032	0.00085	0.1704
10	11	0.00082	0.00192	0.1921
11	12	0.00082	0.00192	0.2000
12	13	0.00221	0.00200	0.3480
13	14	0.00171	0.00348	0.3480
14	1	0.00019	0.00348	0.3480

假设微网区域内共有 300 辆 EV, 考虑使用随机性, EV 停靠曲线如图 3 所示, 按照 20% 的充电概率接入微网充电^[5]。鉴于 EV 停靠时 SOC 是随机的, 采用蒙特卡罗随机观察试验, 抽取每辆 EV 的起始 SOC。为防止过充放电, 可用电量上、下限分别设为总电量的 95% 和 20%, EV 通过充电桩进行充放电, 充电桩额定充放电功率为 7 kW, 充放电效率为 90%。

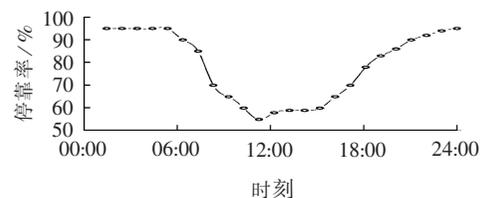


图 3 微网中 EV 平均停靠率

Fig.3 Average parking rate of EV in microgrid

WT、PV 和 BESS 的单机容量及成本如表 4 所示, 储能单元额定电量为 80 kW·h, 平均初始电量为 40 kW·h, 额定充放电功率为 10 kW, 充放电效率为 90%^[27]。

3.2 EV 充放电负荷及成本

不同能量管理模式下, EV 的充放电功率如图 4—6 所示。式(1)和式(7)中 $P_{o,j}$ 和 $C_{o,j}$ 分别取 100 kW 和 0.356 元/(kW·h), EV 充放电引导电价随系统基本负荷功率和 EV 集群总充放电功率改变而改变。

表 4 各类型 DG 单机容量及成本

Table 4 Unit capacity and cost of DGs

DG	单机容量/kW	机组成本/(元·kW ⁻¹)	安装成本/(元·kW ⁻¹)	运行维护成本/[元·(kW·h) ⁻¹]
WT	10	17390	20150	0.0296
PV	8.3	28085	9300	0.0096
储能系统	储能单元容量/(kW·h)	储能单元成本/[元·(kW·h) ⁻¹]	安装成本/[元·(kW·h) ⁻¹]	运行维护成本/[元·(kW·h) ⁻¹]
BESS	80	6820	1240	0.0090

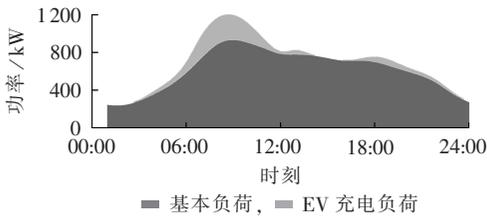


图 4 EV 无序充电

Fig.4 Uncoordinated charging of EVs

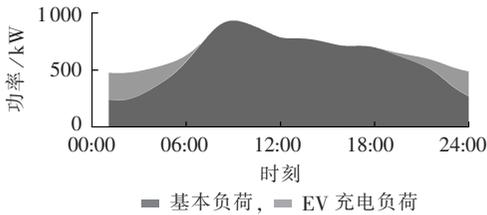


图 5 EV 有序充电

Fig.5 Coordinated charging of EVs

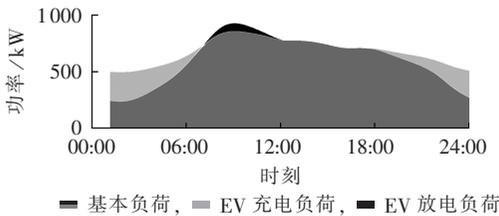


图 6 EV 有序充放电

Fig.6 Coordinated charging/discharging of EVs

在满足期望充电量的前提下, EV 无序充电造成负荷峰谷差加剧最严重的一种充电工况见图 4, 大量 EV 在 09:00 集中充电使总负荷达到 1200 kW, 超过微网额定容量。在有序充放电模式下, EV 峰时最大充电电价由 1.197 元/(kW·h) 提高到 1.505 元/(kW·h), 谷时最小充电电价由 0.356 元/(kW·h) 降低到 0.219 元/(kW·h), 峰时最大放电电价则为 2.243 元/(kW·h)。EV 用户受电价引导, 在充电价格较低的谷时段充电, 并且在放电价格较高的峰时段放电参与调峰。EV 有序充电有效避免了 EV 集中充电而引起的过负荷, 起到填谷作用, EV 有序充放电则起到削峰填谷的效果。

不同 EV 能量管理模式, 负荷峰谷差、EV 充电成本及放电收益如表 5 所示。通过电价引导策略, EV 有序充电和有序充放电模式能够起到削峰填谷作用, 并降低自身充电成本, 带来放电收益, 使微网

表 5 负荷峰谷差及 EV 充放电成本

Table 5 Peak-valley load difference, EV charging cost and EV discharging benefit

EV 能量管理模式	负荷峰谷差/kW	EV 充电成本/元	EV 放电上网收益/元
无序充电	987.54	4333.30	0
有序充电	472.47	477.70	0
有序充放电	370.18	662.80	456.80

和 EV 用户双赢。

3.3 DG 选址定容

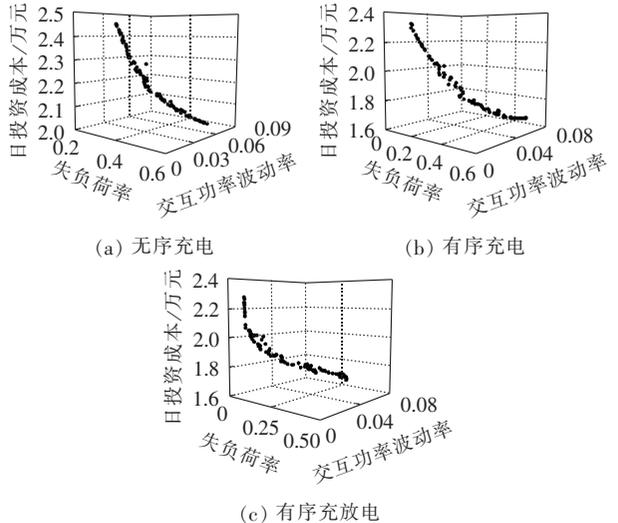
不同 EV 能量管理模式下, DG 选址定容优化结果如图 7 所示, Pareto 解集中各解之间不存在支配关系。日投资成本、失负荷率及交互功率波动率权重值分别取 0.4、0.4 和 0.2, 通过式 (41) 计算隶属度加权值, 从 Pareto 解集中选择最优方案。最优方案节点信息、配置结果和综合成本组成见表 6—8。

综上, EV 无序接入微网, 会增加微网投资成本, 降低 DG 配置的经济性。EV 经过有序引导和管理接入微网, 可减少 DG 配置容量, 降低综合投资成本, 有效平抑交互功率波动, 并显著提高微网供电可靠性。

3.4 最优方案运行分析

3.4.1 联网运行

联网运行时, 不同 EV 能量管理模式, 微网与公



(a) 无序充电

(b) 有序充电

(c) 有序充放电

图 7 不同 EV 能量管理模式 Pareto 解集

Fig.7 Pareto sets for three EV energy management modes

表 6 不同 EV 能量管理模式最优方案节点信息

Table 6 Node data of optimal schemes for three EV energy management modes

EV 能量管理模式	节点(类型, 安装数量)
无序充电	3(WT, 15), 5(WT, 33), 6(WT, 32), 8(WT, 37; BESS, 35), 12(PV, 31)
有序充电	2(PV, 10), 3(WT, 33), 4(WT, 36), 5(PV, 36), 6(BESS, 23), 10(WT, 40)
有序充放电	2(PV, 33), 4(WT, 29), 6(WT, 38), 9(WT, 35), 12(BESS, 16), 14(PV, 27)

表 7 不同 EV 能量管理模式下
最优方案配置结果

Table 7 Results of optimal schemes for
three EV energy management modes

EV 能量管理模式	日投资成本/元	失负荷率	交互功率波动率
无序充电	21830.8	0.3674	0.0401
有序充电	19974.1	0.2308	0.0207
有序充放电	19804.0	0.0271	0.0174

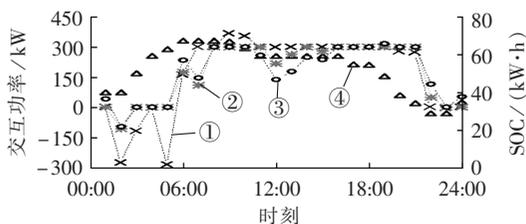
EV 能量管理模式	WT 额定功率/kW	PV 额定功率/kW	BESS 额定电量/(kW·h)
无序充电	1170	257.3	2800
有序充电	1090	381.8	1840
有序充放电	1020	498.0	1280

表 8 不同 EV 能量管理模式下
最优方案综合成本组成

Table 8 Cost components of optimal schemes
for three EV energy management modes 元

EV 能量管理模式	DG 投资成本	交互成本	运行维护成本	EV 调峰成本	EV 孤岛服务成本
无序充电	16985.2	4382.4	463.2	0	0
有序充电	15486.3	4065.2	421.6	0	1.0
有序充放电	14819.3	3989.4	398.5	549.5	47.3

共电网间交互功率及 BESS 储能单元 SOC 如图 8 所示。EV 无序充电时,夜间风电功率过剩严重,BESS 无法消纳过剩风电,微网向公共电网返送电能。日间 EV 集中充电,微网需向公共电网大量购电,功率双向流动使交互功率大范围波动。



① 无序充电交互功率, ② 有序充电交互功率
③ 有序充放电交互功率, ④ 储能单元 SOC

图 8 不同 EV 能量管理模式交互功率及
储能单元 SOC

Fig.8 Interactive power and BESS SOC of
three EV energy management modes

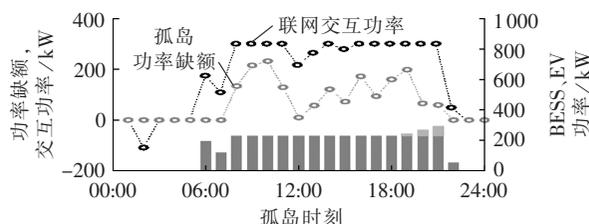
有序充放电模式下, EV 在 08:00—11:00 通过放电共提供 211.11 kW 功率支撑。由于该时段内风光发电效率较低,相比增加 DG 配置容量,通过电价激励机制引导 EV 有序充放电,减小负荷峰谷差,平抑交互功率波动,具有更好的经济性和灵活性。

BESS 联网运行至 24:00,储能单元 SOC 为 34.75 kW·h,一日内充放电次数为 4 次,最大充放电深度为 37.58%。BESS 在消纳夜间过剩风电和提供功率补偿的同时,将交互功率控制在预期范围之内,证明所制定 BESS 充放电策略和所配置 BESS 容量具有可行性和有效性。

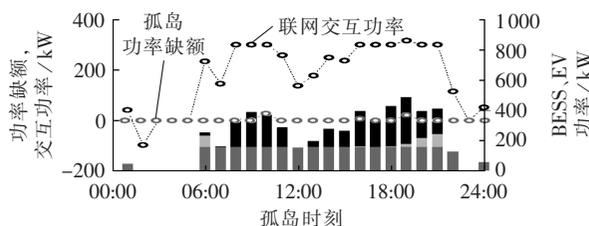
3.4.2 孤岛运行

孤岛运行时, EV 有序充电和有序充放电模式

下,各孤岛时段功率缺额、BESS 放电功率及 EV 辅助服务功率如图 9 所示。



(a) 有序充电模式



(b) 有序充放电模式

■ EV 放电功率, ■ BESS 放电功率
■ EV 延迟充电功率

图 9 有序充电模式、有序充放电模式下
孤岛功率缺额及 EV、BESS 功率

Fig.9 Islanded microgrid power shortage,
interactive power, EV power and BESS power
in coordinated charging and coordinated
charging/discharging modes

有序充电模式下, EV 经电价引导,在负荷水平较低的时段完成充电,微网在负荷较高时段进入孤岛时, EV 未提供延迟充电服务,功率缺额最大达 230.79 kW。

有序充放电模式下, EV 通过延迟充电和放电响应孤岛微网调度,配合 BESS 放电,保证孤岛负荷供电的同时,可满足部分 EV 充电需求。18:00 后, EV 停靠率逐渐上升,微网范围内停靠的 EV 数量增加,达到辅助服务 SOC 期望值的 EV 数量增多,19:00 时 EV 延迟充电和放电辅助服务可提供 295.19 kW 功率支撑。

4 结论

EV 有序能量管理策略可以减小微网负荷峰谷差,平抑 DG 出力波动,提高分布式发电利用率。EV 有序充放电模式可以有效减少微网 DG 配置容量,降低综合投资成本, EV 延迟充电和放电辅助服务可以显著提高孤岛微网供电可靠性。

EV 大量接入加大了微网规划和管理难度,本文从经济性、可靠性角度,研讨了 EV 能量管理模式对微网 DG 选址定容的影响。后续工作还将考虑风光出力和 EV 使用不确定性,研究考虑不确定性的微网 DG 选址定容策略,并分析交互功率限制、负荷波动等对 DG 规划运行的影响。此外,辅助服务作为发挥 EV 储能特性的重要手段,在提高微网供电可靠性方面具有较大潜力,建立 EV 用户对微网调度的响应度

指标,值得进一步研究。

参考文献:

- [1] MOHAMMAD H M, MOHSEN E, S MAHDI H. Operational strategy optimization in an optimal sized smart microgrid[J]. IEEE Trans on Smart Grid, 2015, 6(3): 1087-1095.
- [2] ARASH N, MOGHADDAS T S M, MOSTAFA B, et al. Optimal sizing of distributed energy resources in microgrid considering wind energy uncertainty with respect to reliability [C]//2010 IEEE International Energy Conference. Manama, Bahrain: [s.n.], 2010: 820-825.
- [3] LIU K, SHENG W, LIU Y, et al. Optimal siting and sizing of DGs in distribution system considering time sequence characteristics of load and DGs[J]. Electrical Power and Energy Systems, 2015, 69: 430-440.
- [4] 徐迅, 陈楷, 龙禹, 等. 考虑环境成本和时序特性的微网多类型分布式电源选址定容规划[J]. 电网技术, 2013, 37(4): 914-921.
XU Xun, CHEN Kai, LONG Yu, et al. Optimal site selection and capacity determination of multi-types of distributed generation in microgrid considering environment cost and timing characteristics[J]. Power System Technology, 2013, 37(4): 914-921.
- [5] 郭贤, 程浩忠, Masoud Bazargan, 等. 基于自适应离散粒子群优化算法的微网中 DG 选址定容[J]. 水能科学, 2013, 31(9): 220-225.
GUO Xian, CHENG Haozhong, MASOUD B, et al. Optimal siting and sizing of distributed generation in microgrid based on adaptive DPSO[J]. Water Resources and Power, 2013, 31(9): 220-225.
- [6] 李亮, 唐巍, 白牧可, 等. 考虑时序特性的多目标分布式电源选址定容规划[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(3): 58-63.
LI Liang, TANG Wei, BAI Muke, et al. Multi-objective locating and sizing of distributed generators based on time-sequence characteristics[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(3): 58-63.
- [7] KHODAEI A, BAHRAMIRAD S, SHAHIDEHPOUR M. Microgrid planning under uncertainty[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2015, 30(5): 2417-2425.
- [8] 王锡凡, 邵成成, 王秀丽, 等. 电动汽车充电负荷与调度控制策略综述[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(1): 1-10.
WANG Xifan, SHAO Chengcheng, WANG Xiuli, et al. Survey of electric vehicle charging load and dispatch control strategies[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(1): 1-10.
- [9] ZHANG M, CHEN J. The energy management and optimized operation of electric vehicles based on microgrid[J]. IEEE Trans on Power Delivery, 2014, 29(3): 1427-1435.
- [10] 张明锐, 谢青青, 欧阳丽. 考虑电动汽车的并网型微网储能选址定容[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(9): 25-32.
ZHANG Mingrui, XIE Qingqing, OUYANG Li. Sizing and siting of BESS for grid-connected microgrid with electric vehicles[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(9): 25-32.
- [11] 翁国庆, 黄飞腾, 张有兵, 等. 电动公交车电池集群参与海岛微网能量调度的 V2G 策略[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(10): 31-37.
WENG Guoqing, HUANG Feiteng, ZHANG Youbing, et al. V2G strategy for energy dispatch of island microgrid with EBBG[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(10): 31-37.
- [12] 朱永胜, 王杰, 瞿博阳, 等. 含电动汽车的电力系统动态环境经济调度[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(10): 16-23.
ZHU Yongsheng, WANG Jie, QU Boyang, et al. Dynamic environment and economic dispatch of power system with EVs[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(10): 16-23.
- [13] MOSTAFA F S, YASSER M A, EL-SAADANY E F. PEVs modeling and impact mitigation in distribution networks[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2013, 28(2): 1122-1131.
- [14] SHAABAN M, EL-SAADANY E F. Accommodating high penetrations of PEVs and renewable DG considering uncertainties in distribution systems[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2014, 29(1): 259-270.
- [15] 李振坤, 田源, 董成明, 等. 基于随机潮流的含电动汽车配电网内分布式电源规划[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(16): 60-66.
LI Zhenkun, TIAN Yuan, DONG Chengming, et al. Distributed generators programming in distribution network involving vehicle to grid based on probabilistic power flow[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(16): 60-66.
- [16] 刘志鹏, 文福拴, 薛禹胜, 等. 计及可入网电动汽车的分布式电源最优选址和定容[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(18): 11-16.
LIU Zhipeng, WEN Fushuan, XUE Yusheng, et al. Optimal siting and sizing of distributed generators considering plug-in electric vehicles[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(18): 11-16.
- [17] ZHANG Hongcai, HU Zechun, SONG Yonghua. Evaluation of achievable vehicle-to-grid capacity using aggregate PEV model[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2017, 32(1): 784-794.
- [18] LAM A, LEUNG K, LI V. Capacity estimation for vehicle-to-grid frequency regulation services with smart charging mechanism[J]. IEEE Trans on Smart Grid, 2016, 7(1): 156-166.
- [19] 胡泽春, 宋永华, 徐智威, 等. 电动汽车接入电网的影响与利用[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(4): 1-10.
HU Zechun, SONG Yonghua, XU Zhiwei, et al. Impacts and utilization of electric vehicles integration into power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(4): 1-10.
- [20] 项顶, 宋永华, 胡泽春, 等. 电动汽车参与 V2G 的最优峰谷电价研究[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(31): 15-25.
XIANG Ding, SONG Yonghua, HU Zechun, et al. Research on optimal time of use price for electric vehicle participating V2G[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(31): 15-25.
- [21] 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.
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.
- [22] CAO Y, TANG S, LI C, et al. An optimized EV charging model considering TOU price and SOC curve[J]. IEEE Trans on Smart Grid, 2012, 3(1): 388-393.
- [23] MISRA S, BERA S, OJHA T. D2P: distributed dynamic pricing policy in smart grid for PHEVs management[J]. IEEE Trans on Parallel and Distributed Systems, 2015, 26(3): 702-712.
- [24] LOJOWSKA A, KUROWICKA D, PAPAETHYMIU G, et al. Stochastic modeling of power demand due to EVs using Copula[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2012, 27(4): 1960-1968.
- [25] 张明锐, 陈洁, 杜志超, 等. 考虑交互功率控制的微网经济运行[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(7): 1013-1023.
ZHANG Mingrui, CHEN Jie, DU Zhichao, et al. Economic opera-

tion of micro-grid considering regulation of interactive power [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(7): 1013-1023.

- [26] 盛万兴, 叶学顺, 刘科研, 等. 基于 NSGA-II 算法的分布式电源与微电网分组优化配置[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(18): 4655-4662.
- SHENG Wanxing, YE Xueshun, LIU Keyan, et al. Optimal allocation between distributed generations and microgrid based on NSGA-II algorithm[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(18): 4655-4662.
- [27] SHI Z, PENG Y, WEI W. Optimal sizing of DGs and storage for microgrid with interruptible load using improved NSGA-II [C]//2014 IEEE Congress on Evolutionary Computation(CEC). Beijing, China: [s.n.], 2014: 2108-2115.

作者简介:



张明锐

系统控制技术;

欧阳丽(1975—),女,湖南永州人,高级工程师,硕士,研究方向为电力系统保护与控制、分布式发电与微网技术。

张明锐(1971—),男,甘肃民勤人,教授,博士,研究方向为分布式发电与微网技术、电力系统能量管理与优化运行、轨道交通牵引供电系统(E-mail: zmr@tongji.edu.cn);

李路遥(1992—),男,四川崇州人,硕士研究生,研究方向为微网能量管理;

杜志超(1988—),男,辽宁丹东人,工程师,硕士,研究方向为分布式并网技术、微网

Microgrid DG siting and sizing with consideration of EV energy management

ZHANG Mingrui¹, LI Luyao¹, DU Zhichao², OUYANG Li²

(1. College of Electronic and Information Engineering, Tongji University, Shanghai 201804, China;

2. Central Academe of Shanghai Electric Group Co., Ltd., Shanghai 200070, China)

Abstract: A siting and sizing model of microgrid DGs (Distributed Generators) including EVs (Electric Vehicles) and a corresponding strategy of EV operation and management are proposed according to the properties of EV as a moving load and energy storage. Three EV energy management modes are developed based on the price incentive mechanism, i.e. uncoordinated charging, coordinated charging, and coordinated charging/discharging. With the minimum investment cost, the minimum interactive power fluctuation rate and the minimum islanded microgrid power-loss probability as the optimization objectives, the NSGA-II (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II) based on the elitist strategy is adopted to solve the model for getting the optimal DG planning scheme. Simulative results show that, compared with the uncoordinated charging mode, the coordinated charging and coordinated charging/discharging modes may effectively reduce the planning capacity of DGs, decrease the overall cost of microgrid and smooth the interactive power fluctuation. The ancillary service of EV delay charging/discharging may remarkably enhance the power-supply reliability of islanded microgrid.

Key words: distributed power generation; siting and sizing; electric vehicles; energy management; NSGA-II

(上接第 37 页 continued from page 37)

Thermal unit commitment with complementary wind power and energy storage system

LI Benxin¹, HAN Xueshan¹, LIU Guojing², WANG Mengxia¹, LI Wenbo³, JIANG Zhe³

(1. Key Laboratory of Power System Intelligent Dispatch and Control of Ministry of Education, Shandong University,

Ji'nan 250061, China; 2. State Grid Jiangsu Electric Power Company Economic Research Institute,

Nanjing 210008, China; 3. State Grid Shandong Electric Power Research Institute, Ji'nan 250003, China)

Abstract: A two-level optimization model of thermal unit commitment is built for the hybrid wind-thermal power system with given capacity of ESS (Energy Storage System), which uses ESS to eliminate the uncertainty of wind power as much as possible and to provide partial power generation reserve. Its upper layer is to minimize the cost of thermal unit commitment and its lower layer is to maximize the benefits from the spatio-temporal translation of electric energy and the reserve provided by ESS as well as the uncertainty elimination degree. The effect of system frequency regulation and the performances of AGC (Automatic Generation Control) and non-AGC units are considered in the model. Based on the principle of decomposition and coordination, the model is solved by the alternating iterations between upper and lower layers to obtain the charge/discharge schedule and regulation range of ESS as well as the thermal unit commitment scheme, showing that the power generation reserve of thermal units is reduced and the ability to cope with system uncertainty improved. The validity of the proposed model and method is verified with a 10-unit system.

Key words: unit commitment; energy storage system; wind power; uncertainty; thermal unit