

电动汽车参与电网 AGC 的充放电优化控制研究

郭精人¹, 何丽娜¹, 郭猷敏²

(1. 国网吉安供电公司, 江西 吉安 343009;

2. 井冈山大学, 江西 吉安 343009)

摘 要:电动汽车的大规模接入对电网的稳定与控制带来了新的挑战。电动汽车接入电网, 可作为分布式储能单元与传统 AGC 机组相协调配合, 可有效协助电网调频和实现节能减排。在现有研究基础之上, 考虑电池荷电状态对电池最大充放电功率的影响、电池寿命及电动汽车用户行驶需求, 以及 SOC 对电池最大充/放电功率的影响。文章首先阐述了电动汽车参与电网 AGC 的控制体系结构与充放电控制方案。其次, 探讨了多电动车参与电网 AGC 的充放电过程的功率分配的协调问题、解决方案及相关约束条件的建立。最后对电动汽车参与两区域互联电网的 AGC 进行了模拟仿真。仿真结果表明: 通过文章所提方法, 能够实现电动汽车合理的功率分配和有效的利用, 以更好的提高系统稳定性和实现节能减排。

关键词:电网调频; 电动汽车; 节能减排; 自动发电控制; 仿真

文章编号:2096-4633(2019)08-0021-07 **中图分类号:**U27 **文献标志码:**B

自动发电控制 (automatic generation control, AGC) 是维持电力系统安全、稳定运行的关键, 其主要功能是维持系统的频率稳定和区域间交换功率在计划值范围^[1]。AGC 大部分采用的是发电侧被动响应负荷侧功率变化的方式。然而, 电力系统的负荷是随机变动的, 加上未来大规模风电、太阳能等波动性可再生能源的接入, 电力系统的 AGC 将面临巨大的挑战。仅依靠调整发电机组的出力将难于满足系统的平衡需求, 且 AGC 机组出力的频繁变动, 对机组的寿命存在很大的负面影响。

随着电池技术的快速进展, 电动汽车在全球范围内已进入广泛的应用推广阶段。电动汽车, 以电代油, 具有节能、环保、高效等优势, 实现节能减排, 有效地缓解能源紧张。vehicle to grid (简称 V2G) 技术的提出和推广, 使得电动汽车作为电力消费者的同时, 在闲置时可以为电网提供绿色能源电力, 实现电动汽车能量与电网之间的双向互动^[2]。因此可以考虑电动汽车参与电网调频, 与传统 AGC 协调配合。

当一天中至少有 90% 的电动汽车处于闲置状态时, 即可参与 V2G 服务^[3]。因此, 在一定条件下, 通过合理的引导与控制电动汽车的充放电, 可使电动汽车参与电网调控, 调整其充放电行为, 在确保电网安全稳定运行的同时, 不影响用户的用电需求。并且, 电动汽车充电是电池暂态过程, 时间常数很

短, 充电功率可以快速调整。因此, 作为一种灵活的充电负荷及分布式储能单元, 电动汽车的规模化应用为电力系统的频率调整提供了一种新的思路^[4]。

电动汽车入网的充放电控制研究, 文献[5]从改善电压水平、减少输电损耗角度, 对电动汽车的充放电进行了探讨; 将电动汽车作为一种移动储能单元, 文献[6]研究了电动汽车参与电网负荷频率调节的模式; 提出了电动汽车的实时有序充电控制策略; 文献[7]基于功率需求波动最小化以提高系统资产利用率, 对不同类型的电动汽车起始充电时间安排进行了探讨; 文献[8]提出了规划电动汽车充电的新方法, 在满足个体用户充电需求的同时避免了配网阻塞; 文献[9]针对配电变压器存在的潜在过载问题, 提出了智能电网中电动汽车的需求响应策略; 以电力系统发电成本最小为目标, 文献[10]基于大规模电动汽车提出了一种新的分散充电控制策略。

电动汽车参与电网辅助服务是未来智能电网发展的必然。文献[11]提出了电动汽车参与电网调频服务可用容量的估算方法。文献[12]提出了在满足充电需求的约束下, 电动汽车参与系统频率调节的控制方法。计及电动汽车参与电网频率调整, 文献[13]探讨了可再生能源接入下的 V2G 协调控制系统。文献[14]研究了电动汽车作为分布式可控负荷参与电网 AGC 频率控制。文献[15]分析了

电动汽车储能参与含大规模可再生能源的电网 AGC 控制。

然而,电动汽车参与电力系统 AGC 的研究还处于初级阶段。现有文章对电动汽车参与电力系统 AGC 的研究中,大部分是将电动汽车作为一种储能单元,未充分考虑用户的使用需求、电池寿命以及电池的荷电状态(SOC)对其最大允许充/放电功率的影响。并且在电动汽车群、区域电力系统层面的充电控制问题中,往往只能给出了多辆电动汽车总的充放电安排。多电动车充放电过程的功率分配的协调问题及解决方案需还有待于深入的研究。本文从电动汽车充放电具有响应速度快、能源综合使用效益高的优点出发,将电动汽车作为一种资源参与电力系统 AGC 作为研究焦点,在现有研究基础之上,充分考虑电池寿命约束、电动汽车用户的行驶需求以及 SOC 对电池最大充/放电功率的影响,依据 SOC 设置充/放电优先级,提出了电动汽车参与电网 AGC 的控制体系结构,探讨了电动汽车参与电网 AGC 的功率分配与控制方案。通过算例仿真说明了电动汽车参与电网 AGC 的合理性和有效性。

1 电动汽车参与电网 AGC

1.1 V2G 模型

V2G 体现了电网与车辆之间电能的双向流动,通过双向的智能充/放电装置实现,V2G 的等效模型如图 1 所示。参与 V2G 服务的电动汽车,扮演负荷/电源的双重角色,既可从电网中获取电能,也可向电网回送电力。本文研究假设电动汽车并网采用恒功率控制模式。以区域控制偏差作为控制信号,电动汽车按照响应控制方案进行充放电。

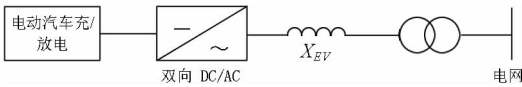


图 1 V2G 等效模型

Fig. 1 Equivalent model of V2G

1.2 控制体系结构

电力系统需要维持供需瞬时平衡 supply-demand balances,大规模可再生能源的接入,增加了发电侧功率波动的随机性。电动汽车作为一种新的调频资源参与 AGC,与传统 AGC 的协调配合,可以减少调频机组的调节次数、启停和运行费用,保证系统的频率稳定,并提高电网接纳可再生能源的能力。电动汽车参与 AGC 的结构框图如图 2 所示。每辆

电动汽车将其相关信息上传到 EV 充电站控制中心, EV 充电站综合各电动汽车信息情况,将其可参与电网调频的充放电功率容量及调整时间等信息上传到电网调度中心;电力系统调度中心根据电网运行情况(联络线功率、频率),获得电网功率的缺额。结合各 EV 充电站信息,分配功率指标到各 EV 充电站和调频机组; EV 充电站控制中心根据接收到的指令,并结合各电动汽车所反馈的信息,合理安排其管辖范围内的电动汽车进行充放电。

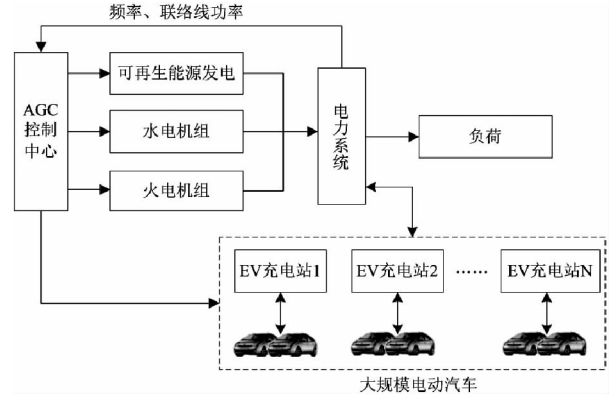


图 2 电动汽车参与 AGC 的控制框图

Fig. 2 Control block diagram of electric vehicle participating in AGC

2 充放电控制方案

2.1 功率分配

依据电网频率与联络线功率, AGC 控制中心确定总功率缺额,如下所示:

$$P_{ACE} = \Delta P_{tie} + B(f_t - f_N) \quad (1)$$

式中, ACE 为区域控制偏差,即电网所需调整功率; ΔP_{tie} 为控制区实际联络线功率与交换协议值之差; B 为控制区的频率偏差系数; f_t 为系统实际频率, f_N 为额定频率。

各 EV 充电站根据电动汽车反馈的电池信息,计算该充电站中电动汽车总的可参与调频的功率:

$$\begin{cases} P_{T(ch)m} = \sum_{i=1}^H P_{a(ch)i} \\ P_{T(dis)m} = \sum_{i=1}^H P_{a(dis)i} \end{cases} \quad (2)$$

式中, $P_{T(ch)m}$ 、 $P_{T(dis)m}$ 为充电站 m 可上调(充电) V2G Regulation-up、可下调 Regulation-down(放电)的总功率; $P_{a(ch)i}$ 、 $P_{a(dis)i}$ 为充电站 m 中电动汽车 i 的充电、放电可用容量; H 为充电站 m 控制范围内电动汽车的总数。

控制区内所有电动汽车充电站的总可调节容量:

$$\begin{cases} P_{T(ch)M} = \sum_{m=1}^M P_{T(ch)m} \\ P_{T(dis)M} = \sum_{m=1}^M P_{T(dis)m} \end{cases} \quad (3)$$

$P_{T(ch)M}$ 、 $P_{T(dis)M}$ 为控制区内所有电动汽车充电站的总可上调、可下调容量; M 为控制区内所有电动汽车充电站的总数。

电动汽车参与调频总的调节功率:

$$\begin{cases} P_{Z(ch)M} = \min(P_{T(ch)M}, P_{ACE}) (P_{ACE} > 0) \\ P_{Z(dis)M} = \min(P_{T(dis)M}, |P_{ACE}|) (P_{ACE} < 0) \end{cases} \quad (4)$$

各 EV 充电站参与调频的功率分配:

$$\begin{cases} P_{(ch)m} = \frac{P_{T(ch)m}}{P_{T(ch)M}} \times P_{Z(ch)M} \\ P_{(dis)m} = \frac{P_{T(dis)m}}{P_{T(dis)M}} \times P_{Z(dis)M} \end{cases} \quad (5)$$

电动汽车控制中心依据接收到的调频指令,结合个电动汽车信息,根据一定的方法计算各电动汽车的响应功率。电池的最大允许充/放电功率与电池荷电状态 (state of charge, SOC) 有很大关系,其关系曲线如图 3 所示^[16]。由图可知,电池最大充电功率随 SOC 的增加而减小,相反地,最大放电功率随 SOC 的增加而增加。

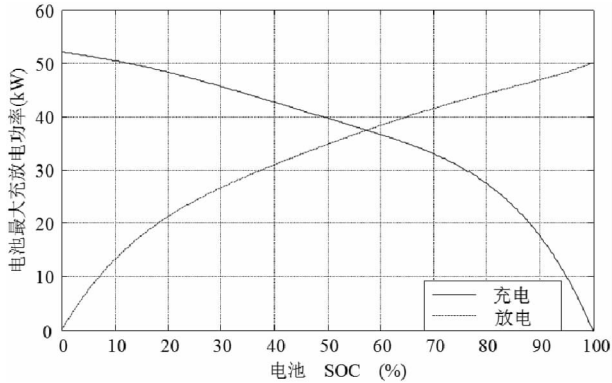


图3 电池最大充放电功率—SOC 曲线

Fig. 3 Maximum charge-discharge power of battery-SOC curve

考虑到 SOC 对电池的最大可充电/放电功率的影响,电动汽车放电可根据情况设置优先级:充电时,当电动汽车电池 SOC 越低,充电优先级设置越高;反之,放电时, SOC 越高,放电优先级设置越高。充放电功率依据电池的 SOC 进行分配,如式所示:

$$P_{(ch)i} = \frac{(SOC_{max_i} - SOC_i)}{\sum_{i=1}^H (SOC_{max_i} - SOC_i)} \times P_{(ch)m} \quad (6)$$

$$P_{(dis)i} = \frac{(SOC_i - SOC_{min_i})}{\sum_{i=1}^H (SOC_i - SOC_{min_i})} \times P_{(dis)m} \quad (7)$$

式中, $P_{(ch)i}$ 和 $P_{(dis)i}$ 分别为电动汽车 i 的充电、放电功率值; $P_{(ch)m}$ 和 $P_{(dis)m}$ 分别为充电站 m 所需调整的充电、放电总功率; SOC_{max_i} 和 SOC_{min_i} 分别为电动汽车 i 的电池 SOC 允许值上下限。

图 4 所示电动汽车参与电网 AGC 的充放电控制流程。调度中心对电网运行状态进行实时监测,当电网安全稳定运行受到严重影响时,发送指令到各个 EV 充电站。各 EV 充电站再结合各电动汽车电池的 SOC 值,对各电动汽车进行充放电功率调整。

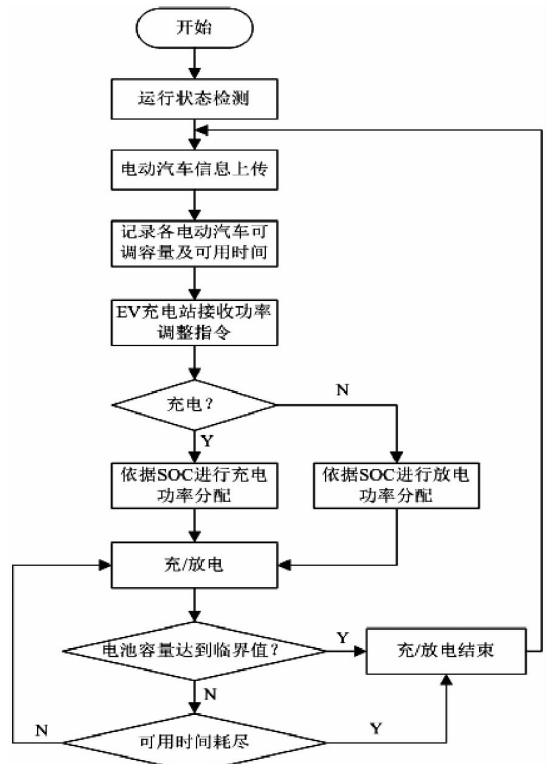


图4 电动汽车充放电控制方案流程图

Fig. 4 Flow chart of charge and discharge control scheme for electric vehicle

2.2 约束条件

2.2.1 EV 电池容量约束

考虑电池寿命和驱动需求,充电和放电的截止容量分别设为 90% 和 10%, 即 SOC_{max} 和 SOC_{min} 分别设为 90% 和 10%^[17], 即满足:

$$\Delta Q_{imin} \leq \Delta Q_{it} \leq \Delta Q_{imax} \quad (8)$$

$$\begin{cases} \Delta Q_{imin} = (SOC_{io} - SOC_{max}) Q_{iN} \\ \Delta Q_{imax} = (SOC_{io} - SOC_{min}) Q_{iN} \end{cases} \quad (9)$$

式中, Q_{iN} 为电动汽车 i 的电池额定容量; ΔQ_{it} 为

电动汽车 i 时段 t 的电池容量变化值; ΔQ_{imin} 、 ΔQ_{imax} 为电动汽车 i 的可用容量上下限; SOC_{io} 为电动汽车 i 的电池 SOC 初始值。

2.2.2 功率约束

$$P_{i_min} \leq P_i \leq P_{i_max} \quad (10)$$

式中, P_i 为电动汽车 i 的充放电功率值; P_{i_min} 、 P_{i_max} 分别为电动汽车 i 的最大、最小充放电功率值, 与电池 SOC 相关。

电动汽车充放电时, 每条线路的最大功率值会受到线路本身系数的约束影响, 一般为 15 kW。则式(7)的约束条件为:

$$\begin{cases} P_{i_min} = \max(P_{i_min}, -15) \\ P_{i_max} = \min(P_{i_max}, 15) \end{cases} \quad (11)$$

2.2.3 EV 用户使用约束

考虑到电动汽车用户的使用需求, 用户可提前设置电动汽车的可用时间与 SOC 需求值, 即:

$$T_i \in [T_{i_begin}, T_{i_end}] \quad (12)$$

$$SOC_{i_end} \geq SOC_{i_set} \quad (13)$$

式中, T_i 为电动汽车 i 的可用时间, T_{i_begin} 和 T_{i_end} 分别为电动汽车 i 可参与电网服务的起始和终止时段, SOC_{i_end} 为电动汽车 i 参与调频后的 SOC 终止值, SOC_{i_set} 为用户设定的电池 SOC 需求值。

3 算例分析

3.1 仿真模型

通过对两区域互联系统的仿真来验证所提控制策略的有效性, 系统模型如图 5 所示^[-19]。

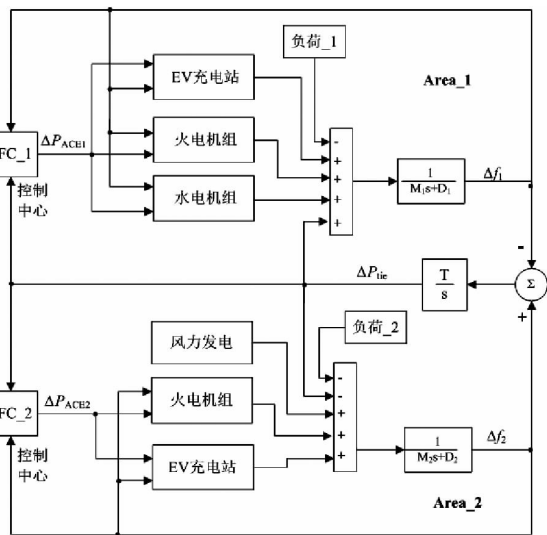


图 5 两区域互联电网模型

Fig. 5 Interconnection power grid model of two-area

为了分析方便, 文章采用型号相同的电动汽车, 其电池容量为 80 Ah, 最大充放电功率分别取为 10 kW 和 15 kW。假定每一充电站控制 1 000 辆电动汽车, 且用户对电动汽车电池最低需求设定值 SOC_{i_set} 为 30%。

3.1.1 电池初始 SOC 值

电动汽车动力电池的初始 SOC 具有一定的随机性, 设其服从正态随机分布 $SOC \sim N(\mu, \sigma^2)$, 即:

$$f(s) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} e^{-\frac{(s-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (14)$$

S 表示动力电池的初始 SOC 值。电池 SOC 可在 10% 和 90% 之间, 文中电动汽车电池 SOC 的均值 μ 取 0.6, 标准差 σ 取 0.3。

3.1.2 电动汽车电池 SOC 分布比例

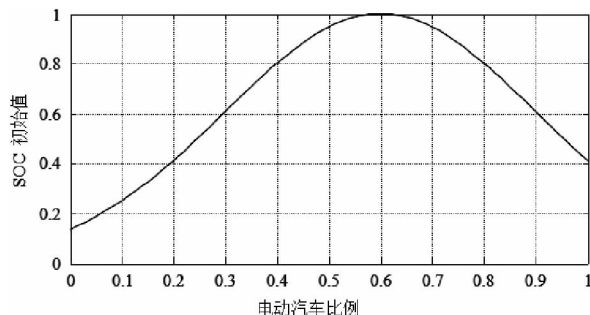


图 6 电动汽车电池 SOC 分布比例

Fig. 6 SOC Distribution ratio of electric vehicle battery

表 电网模型参数

Tab. Grid model parameters

参数\区域	Area_1	Area_2
基准频率/Hz	50	50
火电机组额定输出/MW	24,252	5,560
水电机组额定输出/MW	11,073	-
负荷容量/MW	33,090	7,090
惯性常数 M (s)	9	9
负荷频率特性 D (s)	2	2
联络线刚度系数 T (s)	5	5
LFC 容量/MW	496	106
风电容量/MW	-	500

3.2 仿真结果及分析

为验证所提方法的有效性, 分别对以下三种方案进行仿真, 各方案中充电站数量随机取值如表 2 所示。

表 2 三种方案中电动汽车充电站数量
Tab. 2 Number of charging stations for electric vehicles in three schemes

方案	充电站数量	
	Area_1	Area_2
方案一	0	0
方案二	6	3
方案三	9	5

由两区域互联电网模型可知,区域 2 中有风力发电的接入,假设其风电出力波动如图 7 所示,横坐标为时间轴,纵坐标为处理波动大小(以 100 MW 为基值)。

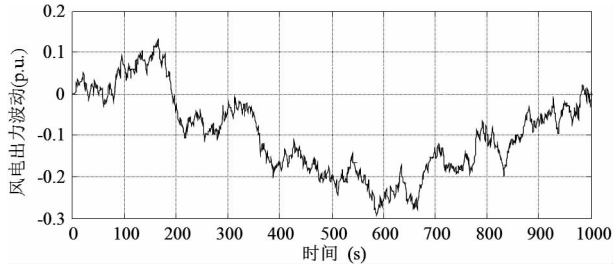
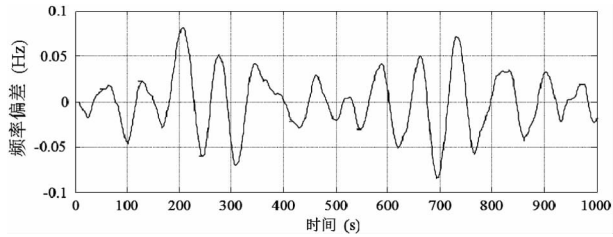


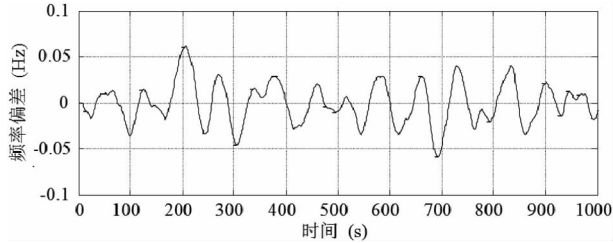
图 7 风电出力波动

Fig. 7 Fluctuation of wind power output

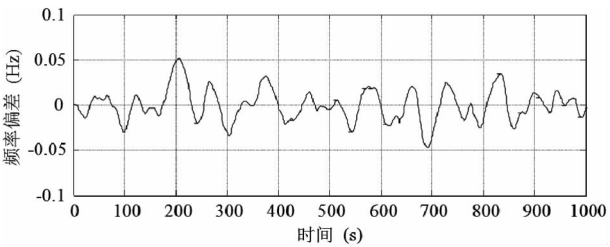
三种方案下的系统频率波动仿真结果如图 8 所示。图 8(a)为方案一,即没有电动汽车参与下的频率波动情况。方案二中,区域 1 和区域 2 中电动汽车充电站数量分别为 6 和 3,仿真结果如图 8(b)。方案三中,电动汽车充电站的数量增加了,区域 1 和区域 2 中充电站数量分别为 9 和 5,此方案下的系统频率偏差如图 8(c)所示。



(a) 方案一



(b) 方案二



(c) 方案三

图 8 不同方案下系统频率

Fig. 8 System frequency fluctuation under different schemes

由图清晰可知,方案三的频率偏差远小于方案一和二,即随着参与电网 AGC 充电站数量的增加,电池容量就越大,越有利于系统频率稳定,同时可减小系统机组备用需求,一定程度上实现了节能减排。

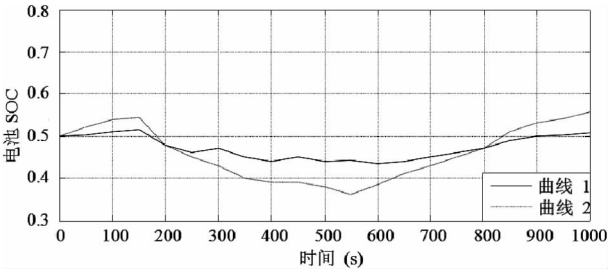


图 9 电池 SOC 曲线

Fig. 9 Battery SOC curve

4 结论

本文探讨了电动汽车参与电网 AGC 的充放电控制方案,可以在系统运行受到威胁时充当调频资源,协助常规机组参与电网 AGC 调节。通过对两区域互联系统的 AGC 调节进行仿真分析,结果表明电动汽车参与电网 AGC 能加强系统频率稳定,并且随着车辆数量增加,受扰动时电网频率偏差和常规机组的出力可进一步缩小。这将有利于提高系统接纳波动性新能源、降低系统的备用容量需求,为节能减排提供新的思路。

参考文献:

[1] 刘维烈. 电力系统频率与自动发电控制[M]. 北京:中国电力出版社,2006.
[2] WENPENG LUAN, JOSHUA PENG, MARAS MIRJANA, et al. Smart meter data analytics for distribution network connectivity verification [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(04): 1964 – 1971.
[3] 陈晓祺, 靳小龙, 贾宏杰, 等. 考虑电动汽车时空负荷的主动配电网重构策略[J]. 高电压技术, 2017, 43(03): 1049 – 1056.
CHEN Xiaoqi, JIN Xiaolong, JIA Hongjie, et al. Reconfiguration

- strategy for active distribution network considering spatial-temporal electrical vehicle load model[J]. High Voltage Engineering, 2017, 43(03):1049-1056.
- [4] WEIHAO HU, CHI SU, ZHE CHEN, et al. Optimal operation of plug-in electric vehicles in power systems with high wind power penetrations[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2013, 3(03):577-585.
- [5] YIJIA CAO, SHENGWEI TANG, CANBING LI, et al. An optimized EV charging model considering TOU price and SOC curve[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2012, 1(01):388-393.
- [6] 徐玉韬, 谈竹奎, 吕黔苏, 等. 含电动汽车充电站的多端直流微电网研究[J]. 电力大数据, 2018, 21(06):9-16.
- XU Yutao, TAN Zhukui, LV Qiansu, et al. Research on multi-terminal DC micro grid with an electric vehicle charging station[J]. Power Systems and Big Data, 2018, 21(06):9-16.
- [7] SHULI WEN, HAI LAN, QIANG FU, et al. Economic allocation for energy storage system considering wind power distribution[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(02):644-652.
- [8] YUNFEI MU, JIANZHONG WU, JANAKA EKANAYAKE, et al. Primary frequency response from electric vehicles in the great britain power system[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2013, 4(02):1142-1150.
- [9] YUTAKA OTA, HARUHIITO TANIGUCHI, TATSUHIITO NAKAJIMA, et al. Autonomous distributed V2G (vehicle-to-grid) satisfying scheduled charging[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2012, 3(01):559-564.
- [10] HUI LIU, ZECHUN HU, YONGHUA SONG, et al. Decentralized vehicle-to-grid control for primary frequency regulation considering charging demands[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(03):3480-3489.
- [11] WEIFENG YAO, JUNHUA ZHAO, FUSHUAN WEN, et al. A hierarchical decomposition approach for coordinated dispatch of plug-in electric vehicles[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(03):2768-2778.
- [12] SAMANEH PAZOUKI, AMIN MOHSENZADEH, MAHMOUD-REZA HAGHIFAM, et al. Simultaneous allocation of charging stations and capacitors in distribution networks improving voltage and power loss[J]. Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering: J-CJECE, 2015, 38(02):100-105.
- [13] 严勤, 曾洁. 电动汽车的充电模式及充电设施建设运营模式研究[J]. 电力大数据, 2018, 21(01):39-42.
- YAN Qin, ZENG Jie. Research on electric vehicle charging mode and charging infrastructure construction operations[J]. Power Systems and Big Data, 2018, 21(01):39-42.
- [14] XINDONG WU, XINGQUAN ZHU, GONGQING WU, et al. Data mining with big data[J]. IEEE Transactions on Knowledge and Data Engineering, 2014, 26(01):97-107.
- [15] JINGHONG ZHENG, XIAOYU WANG, KUN MEN, et al. Aggregation model-based optimization for electric vehicle charging strategy[J]. IEEE transactions on smart grid, 2013, 4(02):1058-1066.
- [16] ROLINK JOHANNES, REHTANZ CHRISTIAN. Large-scale modeling of grid-connected electric vehicles[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2013, 28(02):894-902.
- [17] BO WANG, BIWU FANG, YAJUN WANG, et al. Power system transient stability assessment based on big data and the core vector machine[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(05):2561-2570.
- [18] DONGLEI SUN, KUIHUA WU, JIAN WU, et al. Study of power grid development diagnosis system based on multi-source data analysis[C]//Proceedings of the 2nd International Conference on Cloud Computing and Big Data Analysis (ICCCBDA). Chengdu, China: IEEE, 2017:34-38.
- [19] 王超, 麻秀范. 基于电动汽车用户电价响应的充电负荷优化模型建立[J]. 内蒙古电力技术, 2017, 35(01):1-7.
- WANG Chao, MA Xiufan. Charging load optimization model based on electric vehicle users' price response[J]. Inner Mongolia Electric Power, 2017, 35(01):1-7.

收稿日期: 2019-05-18

作者简介:



郭精人(1987), 男, 硕士, 工程师, 主要从事配电运维技术管理工作。

(本文责任编辑: 范斌)

Research on optimal charge and discharge control of electric vehicle
participating in AGC of power grid

GUO Jingren¹, HE Lina¹, GUO Youmin²

(1. State Grid Jian Power Supply Company, Jian 343009 Jiangxi, China;
2. Jinggangshan University, Jian 343009 Jiangxi, China)

Abstract : The large-scale access of electric vehicles brings new challenges to the stability and control of power grid. Electric vehicles is connected to the grid, which can be used as distributed energy storage units to coordinate with traditional AGC units, which can effectively assist the grid frequency modulation and achieve energy saving and emission reduction. Based on the existing research, considering the impact of battery charging status on the maximum battery charging and discharging power and the driving demand of electric vehicle users, and the effect of SOC on the maximum charge/discharge power of the battery. This paper first elaborates the control architecture of electric vehicle participating in grid AGC and charge and discharge control scheme. Secondly, the coordination problem, solution and related constraints of multi-electric vehicles participating in the charging and discharging process of power grid AGC are discussed. Finally, the simulation of the AGC of the electric vehicle participating in the two-area interconnected power grid is carried out. The simulation results show that the proposed method can achieve reasonable power distribution and effective utilization of electric vehicles, so as to improve system stability and achieve energy saving and emission reduction.

Key words : power grid frequency modulation; electric vehicle; energy saving and emission reduction; automatic generation control; simulation