

含虚拟储能直流微电网的源荷储能量协同优化控制

张祥宇, 舒一楠, 付媛, 王玉珂

(华北电力大学新能源电力系统国家重点实验室, 保定 071003)

摘要: 将具有可控性的源荷以虚拟储能形式融入直流微网内的储能控制系统之中, 可为系统高效完成源荷储能量协同优化提供可行方案。首先基于风机和异步电机旋转动能与电容储能间的转换关系, 将风机和海水淡化负荷建立为虚拟储能等值模型; 由于电动汽车兼备移动负荷和储能特性, 利用电价机制制定有序充放电模式, 建立电动汽车的虚拟储能模型。其次, 联合源荷储建立虚拟储能系统经济优化模型, 最大化日内微网运行收益, 形成以各时段虚拟电容值和虚拟荷电状态为运行参数的能量协同优化控制策略。最后, 通过仿真验证了源荷储能量协同优化控制不但可以缓解直流微网内储能的调节压力, 并且可显著提高微网的运行经济性。

关键词: 虚拟储能; 可控负荷; 电动汽车; 超级电容; 能量管理

Cooperative Optimal Control of Source-load-storage Energy in DC Microgrid with Virtual Energy Storage

ZHANG Xiangyu, SHU Yinan, FU Yuan, WANG Yuke

(State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

Abstract: Incorporating the controllable source-load into the energy storage control system in the DC microgrid in the form of virtual energy storage can provide a feasible solution for the system to efficiently complete the coordinated optimization of source-load-storage energy. This paper firstly establishes a virtual energy storage model for wind turbines and seawater based on the conversion relationship between the rotational kinetic energy of wind turbines and asynchronous motors and capacitive energy storage. Since electric vehicles have both mobile load and energy storage characteristics, the electricity price mechanism is used to formulate an orderly charging and discharging mode, and to establish a virtual energy storage model for electric vehicles. Secondly, an economic optimization model of the virtual energy storage system is established in conjunction with the source, load, and storage system to maximize the operating income of the microgrid during the day, so that an energy collaborative optimization control strategy is formed with the virtual capacitance value and the virtual state of charge in each period as the operating parameters. Finally, it is verified by simulation that the coordinated optimal control of source-load-storage energy can not only relieve the regulation pressure of energy storage in the DC microgrid, but also significantly improve the operating economy of the microgrid.

Key words: virtual energy storage; controllable load; electric vehicles; supercapacitor; energy management

0 引言

可再生能源发电技术虽然可为能源供应提供低碳解决方案, 但目前仍存在能源效率低、经济效益有限、管理协调困难等诸多技术问题^[1-2]。尽管储能设备的投入可以提高能源利用效率, 但由于运维费用较高会使系统经济性受到影响^[3]。为提升微网运行经济性和可靠性, 储能微源和需求侧管理资源技术的联合应用受到重点关注^[4-6]。如动态调节可控

负荷平抑不平衡功率, 可以有效分担储能设备的调节压力^[7-8]。开发可充分调用源-荷-储供需灵活性的能量管理方法将是微电网运行优化的关键。

含分布式电源的微网能量管理系统(microgrid energy management system, MEMS)目前普遍利用系统总体信息(频率、机组功率、联络线功率)进行调度决策, 主要目标是保持网内源荷储资源功率平衡, 避免分布式电源的频繁切换。为进一步提升微网能量调用的灵活性, MEMS 调度策略可与虚拟储能技术结合, 增设负荷侧管理模块。理论上, 虚拟储能技术可以利用系统内的可控负荷或分布式电源, 减

基金资助项目: 国家自然科学基金(52277100)。
Project supported by National Natural Science Foundation of China (52277100).

小传统发电设备的装机容量和储能配置容量，兼顾系统运行经济性。将可控负荷视为虚拟储能参与系统功率调节已有相关文献探讨，如文献[9-10]利用温控负荷的蓄冷蓄热特性建立虚拟储能模型，虽具备能量调节特性，但由于缺少能够反映被调用设备运行状态的关键参数，故无法准确估算虚拟储能元件的能量储备。目前，将电储热作为可控负荷分析其虚拟储能特性的相关探讨较多^[11-12]，但由于受季节温差、人体舒适度等因素影响，其可调潜力有限。为解决淡水不足问题，海水淡化作为可持续获取淡水的有效手段，因其处于沿海且有高耗能特性，在分布式电源及微电网运行中得到了重视^[13-15]。由海上风电、海水淡化及储能构建的直流微电网，将具有显著的低碳效应。不仅如此，海水淡化负荷采用了具有变频调速性能的高压水泵，且运行不受季节限制，可作为典型的可控负荷参与系统调节。

将负荷视为虚拟储能的基础上，若将分布式电源也等值为虚拟储能，并联合实际储能，使各类型可控电气设备以统一的储能形式接受能量管理，可大幅减少源-荷-储控制参数，为微电网的能量协同优化提供新的思路。在现有控制下，风机虽具有快速的功率控制潜力，但缺乏参与系统功率调节的有效方式，如文献[16-17]利用风电机组存储在旋转质量中的动能实现其对频率的有效支撑，由于风机具备快速的功率控制潜力，利用风机转子动能储备，具有将其虚拟为储能的可行性。文献[18]提出电动汽车在不同并网模式下风电和电动汽车协同调度优化模型。文献[19]利用峰谷平时电价引导电动汽车有序充放电，对所建立的风电-电动汽车优化模型进行求解。上述文献虽引入风储系统与电动汽车的协同优化，但并未深入考虑其与储能及可控源-荷设备间的协同调度，所以经济性并未达到最优。此外，电动汽车调控参数与系统内的储能装置运行参数不同，如何整体评估系统能量储备，如何检测其运行状态与储能完成协同配合均需要探讨。目前，在微电网能量调度策略中，源-荷-储资源尚未形成统一调控能量的参数指令和监测可控设备状态的指标，难以整合多类有效信息，优化多元功率调节。

为提升直流微电网各可控设备的协同运行能力，本文提出了由储能、可控负荷和分布式发电联合构成的虚拟储能系统(virtual energy storage system, VESS)的能量管理方法。首先构建虚拟储能模型，在日内优化阶段，建立以最大化日内微网中灵

活性资源调节收益为目标的调度决策；其次，MEMS通过执行基于虚拟储能的能量优化策略，以各时刻虚拟电容值为统一调控参数，并以各设备虚拟荷电状态为系统状态评估指标，获得最优的能量管理策略与配比参数；最后，通过算例对比分析所提方法在微网内的多能协同互补效果，综合提升系统运行的可靠性和经济性。

1 直流微网的源荷虚拟储能模型

1.1 虚拟储能模型组成与功能

直流微电网的联合虚拟储能组成及功能架构设计如图1所示。微网内主要包含以下部分组成：

- 1) 混合储能装置：由蓄电池和超级电容器组成，分别通过两个双向变流器并入直流母线。
- 2) 虚拟储能装置：包含分布式发电设备和可控负荷，风机采用永磁直驱风力发电机组，通过电压源型变流器将风功率送入直流母线侧；可控负荷包含电动汽车和海水淡化负荷。其中，电动汽车通过双向变流器并入微网实现动力电池的有效充放电；海水淡化负荷具备变频调速能力。
- 3) MEMS系统：对系统发布指令，指挥各设备有序工作；计算各时刻收益最优所对应的储能相关参数；将数据资源虚拟化，集约化，以储能状态评估指标为基准对内分配存储及计算资源。

具有间歇性和不确定性的风电出力，在微网内主要通过由蓄电池组和超级电容器构成的混合储能

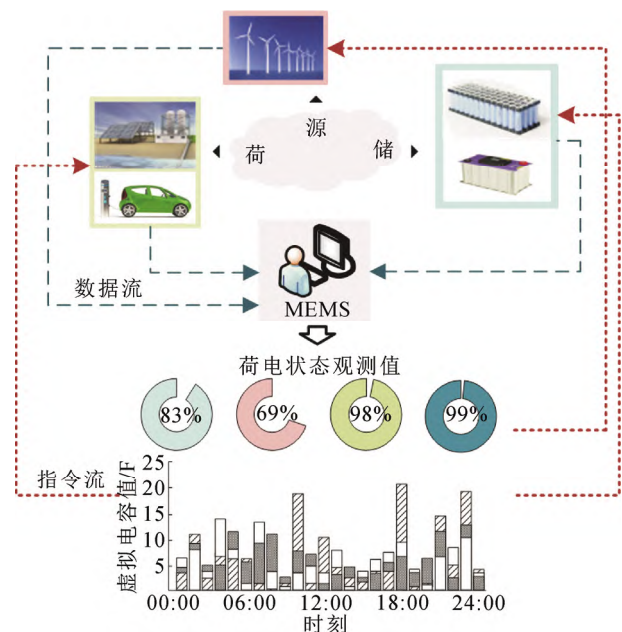


图1 含虚拟储能系统功能框架图

Fig.1 Functional framework including VESS

装置平抑功率波动。但是当功率波动较大时, 储能装置调节能力一旦受限, 系统将对直流电压失去控制能力。为保障系统稳定, 储能装置配置需预留充足的备用容量, 这将导致微网建设成本增加。

由于海水可控负荷、风机的转子转速响应较快, 可由 MEMS 直接控制其工作状态。电动汽车通过电价策略引导用户有选择性的改变能源消费方式, 可以在跨时段转移负荷方面发挥类似储能的作用达到经济调度目的。MEMS 根据设定的预测时域、天气信息及相关历史数据预测未来风电出力与总负荷需求。通过电价信息、能源信息、可调负荷容量信息依次制定能量优化调控计划, 并统一以超级电容指令形式协调分配日内各可控设备参与调节的容量。利用通信网络得到的源-荷-储出力预测与响应信息, 经过分析处理后可形成均以电容参数表示的协同运行指令, 同时引入储能状态评估, 更加直观评估储能容量, 合理分配各元件动态调度决策。

针对直流微电网内分布式电源出力不确定性与波动性, 还需要进一步设计短时协调控制提升直流电压的动态稳定性。然而, 本文目前的研究重点是长期经济运行下含虚拟储能直流微电网的能量管理及运行方式优化问题。优化调度模型的建立以母线电压运行于稳定范围为前提, 认为波动功率由储能装置快速平衡, 维持电压稳定。在此基础上, 利用系统经济调度模型计算最优虚拟电容值, 在每个运算周期内检测系统电压是否处于安全范围, 若电压越限则须对最优虚拟电容值进行修正。在经济运行基础上, 短时协调控制可利用虚拟储能快速响应电压变化, 进一步保障系统稳定性。

1.2 电动汽车虚拟储能模型

电动汽车具有负荷和储能的双重特性。电动汽车接入微网进行有序充电和放电工作, 是在电价引导政策下, 以满足车主使用习惯条件为前提对电动汽车充放电进行集中有序控制。

由文献[20]可知, 电动汽车日行驶里程近似服从对数正态分布 $S \sim N(3.2, 0.88)$; 电动汽车出行返程时间服从于正态分布函数 $t_r \sim N(17.6, 3.4)$ 。

电动汽车充放电均以常规慢速方式进行, 通过蒙特卡洛模拟法, 通过对比第 i 辆电动汽车出行返程时刻 t_r 与早电价低谷结束时刻 T_{ms} 、晚电价高峰起始时刻 T_{ns} 。在早电价低谷结束时刻前电动汽车虚拟储能充电以消纳冗余功率, 在晚电价高峰时刻后投

入电动汽车虚拟储能放电减小原始负荷功率冲击。合理安排电动汽车虚拟储能充电起始时刻 T_{chars} 和电动汽车虚拟储能放电起始时刻 T_{dchars} 为

$$\begin{cases} T_{chars}(i) = t_f(i), & (0 \leq t_f(i) < T_{ms}) \\ T_{dchars}(i) = T_{ns}, & (T_{ms} \leq t_f(i) \leq T_{ns}) \\ T_{dchars}(i) = t_f(i), & (T_{ns} < t_f(i) \leq 24) \end{cases} \quad (1)$$

电动汽车虚拟储能放电时长要保证剩余电量能够满足用户的日常出行需求, 且放电量不得超过电动汽车最大放电深度。电动汽车虚拟储能的放电时长 T_{dchar} 和放电量 E_{dchar} 分别表示为

$$\begin{aligned} E_{dchar}(i) &= \min((S_{OCEmax} - S_{OCEmin})C - S(i)w, rC) \\ T_{dchar}(i) &= \frac{(S_{OCEmax} - S_{OCEmin})C}{P_C} - \frac{S(i)w}{P_C} \end{aligned} \quad (2)$$

式中: C 为电动汽车动力电池总容量; P_C 为电动汽车动力充放电功率; w 、 r 分别为电动汽车每公里耗电量和最大放电深度; S_{OCEmax} 、 S_{OCEmin} 为电动汽车电池荷电状态限值。

电动汽车充电时长由电动汽车虚拟储能放电量以及出行损耗电量决定, 结合对约束电动汽车在相应电价峰谷时刻参与虚拟储能, 根据电动汽车虚拟储能起始充放电时刻和放电时长, 可得到不同返程时间内电动汽车虚拟储能充电结束时刻 T_{chare} 和电动汽车虚拟储能放电结束时刻 T_{dchare} 表示为

$$\begin{cases} T_{dchare}(i) = T_{dchars}(i) + T_{dchar}(i) \\ T_{chare}(i) = T_{chars}(i) + \left(\sum_{t=T_{dchars}(i)}^{T_{dchare}(i)} P_C + S(i)w \right) / P_C \end{cases} \quad (3)$$

用式(1)–(3)可求得不同时段电动汽车虚拟储能充放电电量 $E_{ev}(t)$ 表示为

$$E_{ev}(t) = \sum_{t=T_1}^{T_2} P_C = \begin{cases} T_1 = T_{chars}, T_2 = T_{chare}, & \text{充电} \\ T_1 = T_{dchars}, T_2 = T_{dchare}, & \text{放电} \end{cases} \quad (4)$$

通过电价策略引导转移电动汽车充放电需求的特征曲线模拟类似储能设备的负荷平移效果, 电动汽车有序充放电调度策略流程如附录 A 图 A1 所示。通过能量关系可求 t 时刻电动汽车虚拟电容值 C_{ve} 表示为

$$C_{ve}(t) = \frac{E_{ev}(t)}{U_C(t)} \quad (5)$$

式中 U_C 为直流母线端电压。

虚拟电容值可体现电动汽车参与调节的虚拟储能容量。在储荷协同控制中, 电动汽车通常仅在储能过度充放电后, 以投入或切除的方式维持系统平衡, 可能导致与储能间动态配合的中断。通过调整虚拟电容值控制虚拟储能充放电电量, 利于从整体

层面制定最优储能配置策略,确保连续性调控优势。

电动汽车的虚拟荷电状态 S_{OCve} 表示为

$$S_{OCve}(t) = S_{OCve}(t-1) + \frac{E_{ev}(t)\eta_v}{C} \quad (6)$$

式中 η_v 为电池充放电效率,取 0.8^[19]。

虚拟荷电状态用于评估虚拟储能的运行状态,便于联合电池储能评估系统运行状态,同时为可控设备运行状态形成保护机制,预防过渡调控对系统产生的危害。经济计算时,虚拟储能通常只采用简化的功率指标,未形成与储能相关评估参数,虚拟荷电状态可以建立与传统储能相同的储能状态评估指标。运行在联合虚拟储能下所得的系统收益,不仅经济性最优,还通过观测储能系统荷电状态评估各类储能运行状态,兼顾经济性和安全性。

电动汽车的健康状态 S_{OHve} 表示为

$$S_{OHve}(t) = S_{OHve}(t-1) - A \times |\Delta S_{OCve}| \quad (7)$$

式中 A 为线性老化系数。

以上控制参数使电动汽车以虚拟储能形式参与系统功率调整,使其与储能协同控制更加直观便捷,系统可根据全面的运行状态评估制定合理的能量管理方案。

1.3 海水可控负荷虚拟储能模型

海水淡化负荷不仅适于搭配分布式电源受电,并且加装变频器的高压泵可以实现海水淡化负荷消耗功率的连续可调,具备典型的异步电机变频调速性能。以负荷占比较大的异步电动机为例,电动机转速变化对应的旋转动能的改变具备模拟储能充放电的特性。将电动机转速发生变化这一过程与超级电容器电压变化过程建立能量转化关系,可表示为

$$E_r = \frac{J_s \omega_r^2}{2p_n^2} = \int \frac{J_s \omega_r}{p_n^2} \frac{d\omega_r}{dt} dt = U_c \int \frac{J_s \omega_r}{p_n^2 U_c} \frac{d\omega_r/dt}{dU_c/dt} dU_c \quad (8)$$

式中: E_r 为转子存储的旋转动能; J_s 、 ω_r 、 p_n 分别为电机的转子转动惯量、电角速度和极对数。

结合式(8),将电动机转速的关联关系式转化成以可变电容形式表示的可控负荷虚拟储能模型。海水可控负荷的虚拟电容值 C_{vl} 表示为

$$C_{vl} = \frac{J_s \frac{d\omega_r^2/dt}{p_n^2 dU_c^2/dt}}{\frac{J_s (\omega_r^*)^2 - \omega_r^2}{p_n^2 \Delta U_c}} \quad (9)$$

式中: ω_r^* 为异步电动机电角速度参考值; ΔU_c 为端电压平方的变化量。

根据式(9)可求得角速度参考值与虚拟电容值和超级电容器端电压之间的关系为

$$\omega_r^* = \sqrt{C_{vl} \frac{p_n^2}{J_s} \Delta U_c + \omega_r^2} \quad (10)$$

可控负荷的虚拟储能电容值随电机转子的电角速度参考值变化而变化,而电角速度又受超级电容器端电压影响。当 ΔU_c 增大时, ω_r^* 随之增大,电机转速升高从而模拟储能充电过程;同理 ΔU_c 减小时,电机转速降低模拟储能放电过程,一定程度上分担了传统储能的调节压力。

从能量角度依据储能元件荷电状态定义可知,可控负荷的虚拟荷电状态 S_{OCvl} 为

$$S_{OCvl} = \frac{E_r}{E_m} = \frac{J_s \omega_r^2}{2p_n^2} / \frac{J_s \omega_m^2}{2p_n^2} = \frac{\omega_r^2}{\omega_m^2} \quad (11)$$

式中: ω_m 为异步电机额定电角速度; E_m 为额定转速对应的转子动能。

在储能协同控制时,若将电机转速安全运行以虚拟储能荷电状态百分比形式纳入系统运行状态评估指标体系中,有利于量化协同控制时负荷的可调范围。由于变频异步电动机有其最优的转子转速运行范围,即可通过转速上下限值设定虚拟储能放电所允许的虚拟荷电状态限值。如海水淡化机组转速处于 700~1500 r/min,即虚拟荷电状态处于 21.78%~100%时海水淡化负荷可正常参与调节。

1.4 风机虚拟储能模型

以永磁直驱风电机组为例,风机旋转动能与转子转速有关^[21]。由于风机转子转速响应较快,直接控制电机工作状态可实现对其调节特性的管理,风电机组存储在旋转质量中的动能可转化为虚拟电容充放电能量,能量转换关系可表示为

$$E_g = \int P_m dt = \int k_{opt} \omega_g^3 dt = U_c \int \frac{3k_{opt} \omega_g^2}{U_c} \frac{d\omega_g/dt}{dU_c/dt} dU_c \quad (12)$$

式中: ω_g 为发电机的电角速度; E_g 为风机转子存储动能; k_{opt} 为机组的最大功率曲线系数; 风机运行在最大功率点上实现最大风能的捕获,捕获的机械功率为 P_m 。

结合式(12),风机虚拟电容值 C_{vg} 与风机转速和母线电压变化量相关,其表达式为

$$C_{vg} = k_{opt} \frac{d\omega_g^3/dt}{dU_c^2/dt} \approx 2k_{opt} \frac{(\omega_g^*)^3 - \omega_g^3}{(\Delta U_c)} \quad (13)$$

整理式(13),由(14)可知发电机转子旋转动能的

变化与储能相似的调节规律, 风机虚拟电容值与电角速度参考值变化量相关, 可表示为

$$\omega_g^* = \sqrt[3]{C_{vg} \frac{1}{2k_{opt}} \Delta U_C + \omega_g^3} \quad (14)$$

式中 ω_g^* 为风机转子的电角速度参考值。

当系统功率过剩时, 由于检测到母线电压的变化, 通过式(13)可直接反映到虚拟电容值的改变, 根据式(14)中转速参考值, 风机选择减速运行。若功率不足导致电压跌落, 风机在最大功率跟踪控制下运行在风速的上限, 无法进一步提高风功率, 因此低风速时风机不启动虚拟储能控制。

现有研究少有将分布式能源作为虚拟储能进行源荷储联合管理, 同时在能量管理层面难以检测风机运行状态与安全运行范围, 为整体上便于 MEMS 数据采集和规划, 引入风机虚拟荷电状态 Soc_{vg} 形成储能状态观测参数, 定义为

$$Soc_{vg} = \frac{E_g}{E_{gn}} = \frac{J_s \omega_g^2}{2p_n^2} / \frac{J_s \omega_{gn}^2}{2p_n^2} = \frac{\omega_g^2}{\omega_{gn}^2} \quad (15)$$

式中: ω_{gn} 为风机转子的电角速度额定值; E_{gn} 为额定转速对应的转子动能。

单台风机额定转速为 750 r/min, 定义风机转速降低为额定转速的 40%, 即 300 r/min 时退出虚拟储能控制。虚拟荷电状态处于 16%~100% 时风机可作为虚拟储能参与调节。

由上述分析可以看出, 通过建立虚拟储能模型模拟储能充放电过程, 以虚拟电容值为统一的控制参数, 能够大幅减少可控设备的运行参数, 便于整体感知和评估系统的可调能量储备。同时, 以虚拟荷电状态作为可控设备的状态评估指标, 有效对虚拟储能设备集中管理, 显著提高集控单元对系统状态的整体感知能力。

2 含虚拟储能的直流微网源荷储协同优化模型

2.1 虚拟储能协同运行优化目标

将虚拟储能系统模型集成到协同运行优化模型中, 制定微网经济性最优的调控方案。含虚拟储能系统优化的主要目标是最大化微网日内收益, 建立含融合虚拟储能的微网能量管理模型, 时间步长取 1 h。目标函数分为收益和成本两部分, 表示为

$$\max F = F_1 + F_v - C_g - C_g^{om} - C_{bess} - C_{ev} \quad (16)$$

式中: F 是微网总收益; F_1 是系统产水收益; F_v 是

电动汽车充放电收益; C_g 是调风成本; C_g^{om} 和 C_{bess} 分别是风机和混合储能设备的运行维护成本; C_{ev} 是支付给电动汽车用户的调峰成本。

1) 虚拟储能的优化目标与状态显示

控制虚拟储能运行状态会影响经济优化结果。目标函数表示为投入虚拟储能收益与虚拟储能运行成本之差最大化, 虚拟储能收益包括产水收益 F_1 和可控汽车收益 F_v , 成本包括调风成本 C_g 、风机运维成本 C_g^{om} 和支付给电动汽车用户的调峰成本 C_{ev} 。

对于海水负荷虚拟储能, 根据式(10)利用虚拟电容值控制电角速度 $\omega_r(t)$, 进一步调整虚拟储能充放电功率 $P_{vi}(t)$ 。虚拟储能功率的改变必然会对产水收益产生影响, 海水淡化负荷收益表达式表示为

$$F_1 = \sum_{t=1}^{24} kQ(t) \quad (17)$$

式中: k 为每吨淡水的单价; Q 为产水流量。

海水淡化负荷功率 $P_L(t)$ 随虚拟储能充放电功率变化, 式(18)建立虚拟储能功率与电机转速关系。产水流量与负荷功率的关系采用文献[15]拟合出的各时刻产水流量 $Q(t)$, 表达式如下

$$P_L(t) = P_L(t-1) + P_{vi}(t) = P_L(t-1) + \frac{J_s (\omega_r^2(t) - \omega_r^2(t-1))}{2p_n^2 \Delta t} \quad (18)$$

$$Q(t) = 2.741 - 2.408 \cos(0.1216 P_L(t)) + 1.324 \sin(0.1216 P_L(t)) \quad (19)$$

对于风机虚拟储能, 通过改变风机转速, 使风机表现出能量可调特性, 同时式(15)引入的对风机虚拟储能荷电状态的检测, 在经济优化过程中预防了风机转子转速急速进入非安全状态, 采用的状态检测参数与可控负荷相同显著简化了数据分析。风机虚拟储能充放电功率对原始风功率的调整产生相应的调风成本, 表达式为

$$C_g = \sum_{t=1}^{24} K_w (P_{wo}(t) - P_w(t)) \quad (20)$$

式中: K_w 为调风系数, 取 0.35 元/(kW·h)^[21]; $P_{wo}(t)$ 、 $P_w(t)$ 分别 t 时刻为风机虚拟储能参与调风前后的风电出力。

风机虚拟电容值 C_{vg} 调控 $\omega_g(t)$ 变化趋势从而实现对于虚拟储能功率的控制, 调风后的功率 $P_w(t)$ 可由下式求得

$$P_w(t) = P_w(t-1) + k_{opt} (\omega_g^3(t) - \omega_g^3(t-1)) \quad (21)$$

由于调风功率的变化, 对应的风机运维成本也

会发生变化, 其表达式表示为

$$C_g^{\text{om}} = \sum_{t=1}^{24} K_w^{\text{om}} P_w(t) \quad (22)$$

式中 K_w^{om} 为风机单位电量运行维护成本, 取 0.0296 元/(kW·h) [22-23]。

投入电动汽车虚拟储能, 安排电动汽车用户在电价较低时段充电、电价较高时放电, 减少微网运行成本。电动汽车运行收益的目标函数如下

$$F_v = \sum_{t=1}^{24} \sum_{j=1}^N p_t(t) E_{\text{ev}}(t) \quad (23)$$

式中: $p_t(t)$ 为 t 时段微网与用户交互电价; N 辆电动汽车参与虚拟储能调度, 充电时用户从微电网购电, 放电时用户卖电给微网。

电动汽车虚拟储能参与功率调控会产生电池寿命折损, 为抵消部分电池损耗, 微网需支付给用户电动汽车调峰成本, 鼓励用户参与电动汽车负荷级调控策略。电动汽车调峰成本表达式为

$$C_{\text{ev}} = \sum_{t=1}^{24} \sum_{j=1}^N K_{\text{ev}} E_{\text{evd}}(t) \quad (24)$$

式中: E_{evd} 为参与虚拟储能的电动汽车放电量; K_{ev} 为单位放电量的电动汽车上网补贴电价, 取 0.42 元/(kW·h) [24]。

2) 储能的优化目标与状态显示

混合储能设备以综合运维成本最小为优化目标, 综合运维成本包括蓄电池寿命折损 C_B 、含超级电容器和蓄电池的总运行维护成本 $C_{\text{bess}}^{\text{om}}$, 表示如下

$$C_{\text{bess}} = C_B + C_{\text{bess}}^{\text{om}} = \sum_{t=1}^{24} C_B(t) + \sum_{t=1}^{24} K_{\text{bess}}^{\text{om}} (P_{\text{bess}}^{\text{char}}(t) + P_{\text{bess}}^{\text{dis}}(t)) \quad (25)$$

式中: $K_{\text{bess}}^{\text{om}}$ 为混合储能单位电量的运行维护成本, 取 0.009 元/(kW·h) [25-26]; $P_{\text{bess}}^{\text{char}}(t)$ 、 $P_{\text{bess}}^{\text{dis}}(t)$ 分别为 t 时段超级电容器和蓄电池组的充、放电功率。

类比虚拟储能状态评估方式, 观测蓄电池荷电状态 $S_{\text{OCB}}(t)$ 表达式为

$$S_{\text{OCB}}(t) = \frac{E_B(t)}{E_{B\text{max}}(t)} \quad (26)$$

式中: E_B 表示蓄电池剩余容量; $E_{B\text{max}}$ 为蓄电池最大可用容量。

蓄电池寿命折损可以由 t 时段蓄电池荷电状态 $S_{\text{OCB}}(t)$ 表示。

$$C_B(t) = \frac{K_{\text{inv}} A}{1 - S_{\text{OHmin}}} |S_{\text{OCB}}(t-1) - S_{\text{OCB}}(t)| \quad (27)$$

式中: K_{inv} 为蓄电池总投资成本; S_{OHmin} 为蓄电池寿

命终止时的健康状态值, 取值 0.8 [22]。

充放电过程中, 蓄电池剩余容量紧随其充放电功率的变化 [27], 变化规律如下

$$\begin{cases} E_B(t) = E_B(t-1) + P_B^{\text{char}}(t) \eta_{\text{char}} \Delta t, & \text{充电} \\ E_B(t) = E_B(t-1) - \frac{P_B^{\text{dis}}(t)}{\eta_{\text{dis}}} \Delta t, & \text{放电} \end{cases} \quad (28)$$

式中: $P_B^{\text{char}}(t)$ 、 $P_B^{\text{dis}}(t)$ 分别为 t 时段蓄电池组的充、放电功率; η_{char} 、 η_{dis} 为蓄电池组的充、放电效率。

2.2 约束条件

1) 功率平衡约束

$$P_w(t) + P_{\text{bess}}^{\text{dis}}(t) - P_{\text{bess}}^{\text{char}}(t) = P_L(t) + \sum_{i=1}^N E_{\text{ev}}(t) \quad (29)$$

2) 混合储能约束

混合储能设备的荷电状态限制

$$\begin{aligned} 20\% \leq S_{\text{OCB}}(t) \leq 80\% \\ 20\% \leq S_{\text{OCC}}(t) \leq 80\% \end{aligned} \quad (30)$$

式中 $S_{\text{OCC}}(t)$ 为 t 时段超级电容器荷电状态。

3) 虚拟储能相关约束

电动汽车电池荷电状态和状态限制

$$\begin{aligned} 30\% \leq S_{\text{OCve}}(t) \leq 90\% \\ 20\% \leq S_{\text{OHve}}(t) \leq 100\% \end{aligned} \quad (31)$$

异步电机虚拟储能荷电状态限制

$$21.78\% \leq S_{\text{OCvl}}(t) \leq 100\% \quad (32)$$

风机虚拟储能荷电状态限制

$$16\% \leq S_{\text{OCvg}}(t) \leq 100\% \quad (33)$$

2.3 经济优化模型求解

本文采用粒子群优化算法 (particle swarm optimization, PSO) 计算包含多类型可控资源的虚拟储能系统的最优经济运行方案, 求解最优经济运行方案的能量管理模式流程图如附录图 A2 所示。PSO 算法求解 t 时刻经济性最优时刻的虚拟储能的电容值步骤见附录 A, 算法流程图见附录图 A3。

采用蒙特卡洛模拟算法 [28] 求解电动汽车负荷模型, 电动汽车以虚拟储能方式实现负荷转移, 降低充电负载峰谷差, 缓解电动汽车充电行为对微网的影响 [29-30]。以海水可控负荷和风电机组虚拟电容值为控制参数实现转子动能与电容能量的转换, 体现虚拟储能可调特性。多类型可控源荷与储能采用相同状态变量参与微电网调节, 使系统协同优化监测更加全面, 协同运行得以整合。本文所提控制策略有效结合了 MEMS 与虚拟储能技术, 通过 MEMS 下达以电容参数表示的协同运行指令, 同时观测可控资源的运行状态, 可以在最大化发挥可控资源调

节潜力的基础上合理分配源-荷-储资源的动态调度决策, 提升系统运行灵活性和经济性潜力。

3 算例分析

3.1 系统参数

微电网系统结构如附录图 A4 所示, 典型工作日分布式能源发电功率、直流侧负荷预测曲线采用附录图 A5 所示^[28]。仿真系统相关参数设置列于附录表 A1, 峰谷平时电价列于附录表 A2。运用仿真软件对 PSO 算法求解, 仿真周期以 1 h 的仿真步长为间隔分为 24 个时段。

3.2 虚拟储能协同优化运行

3.2.1 虚拟储能的动态调用

虚拟储能系统和混合储能系统整体联合调控, 形成以图 2 所示的统一以虚拟电容值为指令的调度策略, 为功率不匹配提供成本效益解决方案。

分析各时段虚拟电容值可知, 2:00—8:00 时电动汽车有序充电以消纳夜间风电, 虚拟电容值呈上升趋势。9:00—10:00 时风电出力突然减小, 海水负荷和风机虚拟电容值升高, 由于风机转动惯量大, 且运行功率受限于最大有效风速, 故风机可调潜力小于可控负荷, 风机虚拟电容值整体上小于可控负荷虚拟电容值。18:00—21:00 时负荷处于峰值, 此时电动汽车虚拟储能放电供给负荷直接抵消部分负荷侧功率增幅, 虚拟电容值为负, 同时减小海水可控负荷虚拟储能和风机虚拟储能调节压力。

图 3 表示虚拟储能状态评估指标, 用于检测包含源荷储设备能量状态。

由虚拟储能状态评估指标观测发现各可控源荷储设备均工作于安全状态, 说明协同优化计算在保证可控设备安全运行前提下提供了具备经济效益的微网运行方案, 若有虚拟储能的荷电状态达到限值, 需发布指令预警设备退出协同运行控制。

3.2.2 不同运行模式下的系统动态响应对比

本文对 3 种经济优化运行策略下的系统功率动态响应进行对比分析。模式 1 不投入虚拟储能, 电动汽车作为负荷进行无序充电; 模式 2 仅投入参与负荷级调控的电动汽车虚拟储能; 模式 3 投入海水负荷、风机和电动汽车虚拟储能协同运行。图 4 为系统动态响应对比曲线。

1) 0:00—8:00 时刻, 模式 2 电动汽车集中充电导致蓄电池荷电状态降低 15.91%。模式 3 投入联合虚拟储能使蓄电池折损成本降低 51.46%, 经济效益

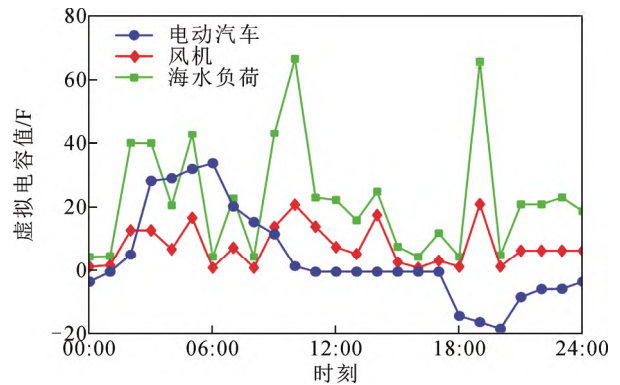


图 2 虚拟储能电容值

Fig.2 Capacitance value of virtual energy storage

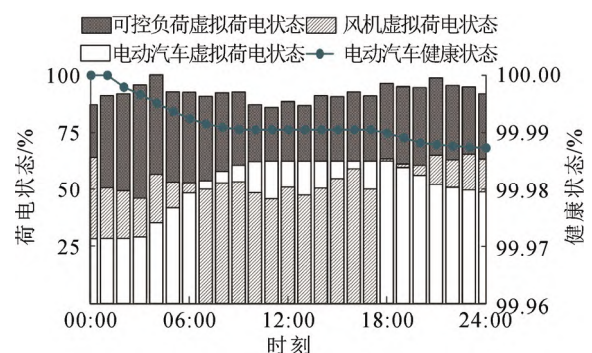


图 3 虚拟储能状态评估指标

Fig.3 Condition evaluation index of virtual energy storage

显著提升。4:00 时风速突增, 海水负荷虚拟荷电状态达到上限退出调节, 风机虚拟电容值由 6.53 F 上升至 19.19 F。

2) 9:00—17:00 时刻, 从经济性角度分析, 模式 1 电动汽车充电导致“峰上加峰”, 超级电容器荷电状态很快达到下限, 蓄电池荷电状态快速跌落 14.06%。模式 2 因电动汽车虚拟储能调控削弱了负荷冲击。模式 3 配合虚拟储能使储能状态更趋于平稳, 大幅减小储能成本。从安全性角度分析, 虚拟储能协同控制便于维持虚拟荷电状态波动于 10% 以内, 避免任一设备运行状态快速削减, 保证系统安全稳定。

3) 18:00—23:00 时刻, 模式 1 蓄电池荷电状态在 21:00 时刻降至 20%, 加剧电池损耗。模式 2 投入电动汽车负值虚拟电容使荷电状态衰减量较模式一减小 22.95%。模式 3 因联合虚拟电容的投入使储能稳定性更有提高。面对 19:00 时功率突增, 海水淡化机组和风机分别投入 23.47 F 和 69.08 F 虚拟电容量响应系统功率波动, 观测虚拟荷电状态均未超过调节阈值, 虚拟储能仍保持协同运行优势。

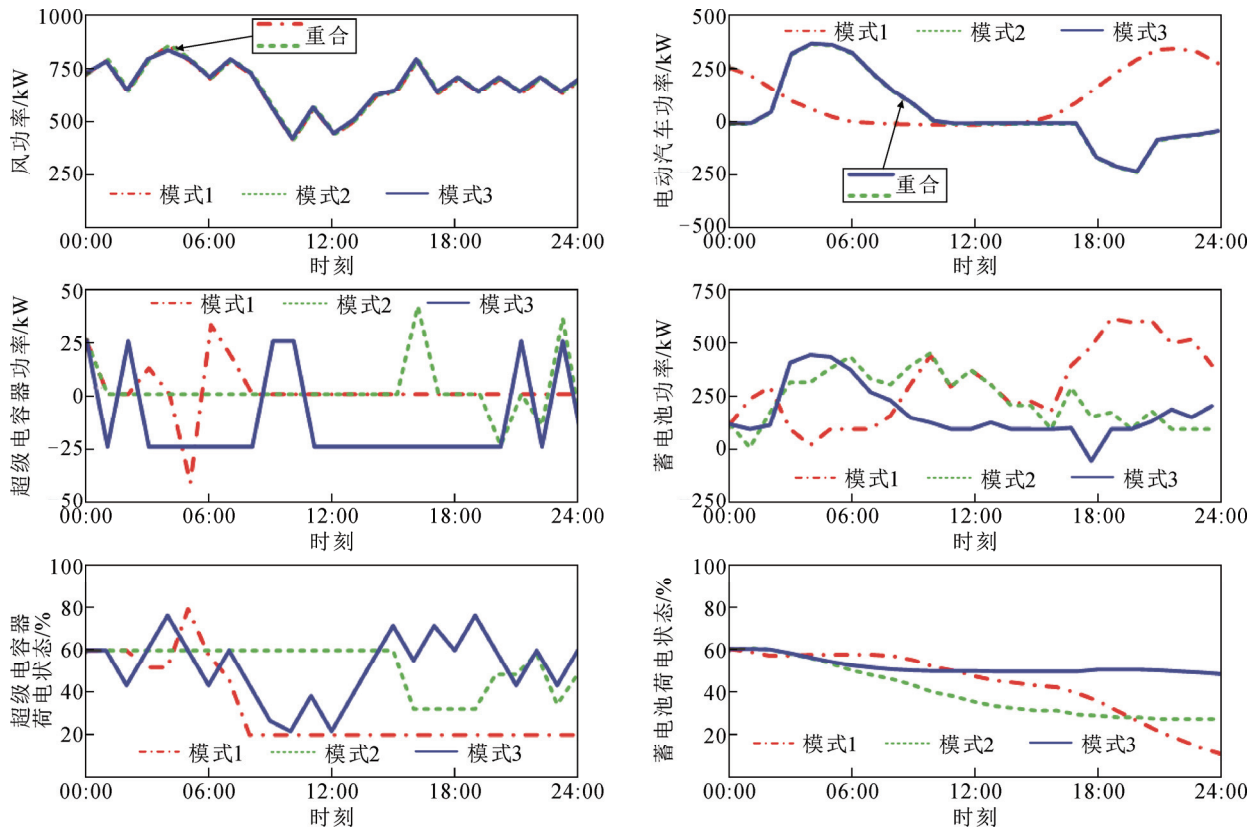


图4 系统动态响应仿真结果

Fig.4 Simulation results of system dynamic response

图5为不同模式下的总负荷功率变化曲线。由图5可知模式1电动汽车无序充电是造成负荷峰谷差加剧最严重的一种工况。模式2、3利用电动汽车虚拟储能能在负荷低谷存储电量，在负荷高峰时放电供给负荷起到削峰作用。分析图5可以得出模式3较模式1峰谷差降低71 kW，有效平抑负荷功率大幅波动。模式3虽较模式2峰谷差增加33 kW，但由图6可知虚拟储能投入在带来收益的同时降低了储能运维成本。综上，协同优化控制下的虚拟储能系统减小了不同能量需求的变化趋势，使功率曲线变得平滑，提高了系统运行稳定性。

3.2.3 系统经济优化对比分析

本文采用对3种模式下系统成本和收益进行对比分析。表1为系统中各部分成本和收益值。图6为直流微电网的总收益对比曲线。

虚拟储能融入系统功率调节后，显著降低了传统储能设备的综合运行维护成本，经济效益提高。尽管含虚拟储能参与的收益会因配合传统储能充放电而减小，但混合储能折损成本足以抵消收益缺额。由图6易知，仅投入电动汽车虚拟储能的总收益值为不投入虚拟储能的1.61倍，而投入联合虚拟储能

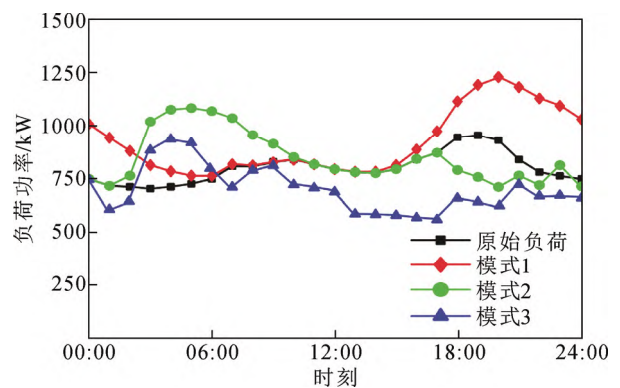


图5 不同模式负荷功率变化曲线

Fig.5 Change curve of load power in different modes

表1 不同能量管理模式成本和收益分析

Table 1 Costs and benefits of energy management modes

成本/收益	模式1	模式2	模式3
产水收益/元	1262.33	1309.53	1172.26
电动汽车收益/元	91.36	9.18	9.18
综合运维成本/元	975.02	673.07	282.87
调风成本/元	0	0	5.57
电动汽车调峰成本/元	0	36.00	36.00

的为2.26倍。综上，联合源荷储虚拟储能系统的应用提高了直流微电网的经济运行潜力。

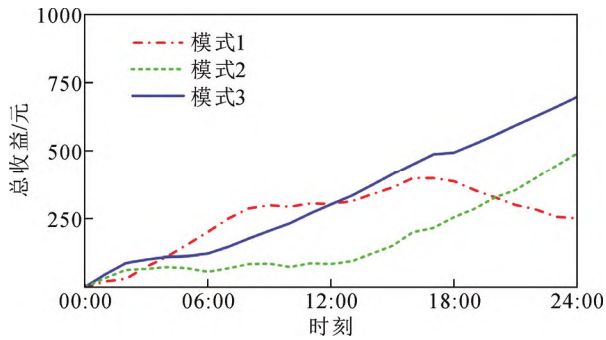


图6 总收益仿真结果图

Fig.6 Simulation results of system net benefits

4 结论

本文针对直流微网内具备可控特性的电动汽车、电动机及风机, 构建了源荷储能量与电容储能间的能量转化关系, 形成了以虚拟电容值为运行参数, 虚拟荷电状态为评估指标的虚拟储能协同优化方法。通过对所提方法的理论分析和仿真验证, 得出以下结论:

1) 根据电容储能和电机旋转动能、电动汽车储能之间的能量转换关系, 建立了可控负荷和风机的虚拟储能模型。在虚拟储能模型中, 电动汽车、异步电机及风机在动态过程中具有了模拟储能充放电特性的能力, 简化了各可控设备的运行状态评估, 便于源荷完成协同控制。

2) 直流微网内可控电气设备以虚拟储能形式参与协同控制, 可为源荷储提供高效简捷的协同优化方法。以虚拟电容调控风机及可控负荷, 便于微网评估源荷能量储备。虚拟荷电状态用于监测各类虚拟储能的运行状态, 预防源荷越限, 使系统协同控制在安全运行范围内更具可观性。

3) 本文建立的含虚拟储能直流微网日内收益经济优化计算模型, 可根据虚拟电容参数, 结合虚拟荷电状态约束, 充分调用源于源荷的能量储备。测试表明在全面的运行状态实时监测下, 虚拟储能联合运行在提高微网功率协调能力的同时, 可显著减小储能充放电次数, 大幅降低了储能设备的运维成本, 提升了系统运行经济性。

附录见本刊网络版(<http://hve.epri.sgcc.com.cn>)。

参考文献 References

[1] 崔杨, 张汇泉, 仲悟之, 等. 考虑需求响应的含光热电站可再生能源高渗透率电力系统多源优化调度[J]. 高电压技术, 2020, 46(5): 1499-1507.
CUI Yang, ZHANG Huiquan, ZHONG Wuzhi, et al. Multi-source op-

timial scheduling of renewable energy high-permeability power system with CSP plants considering demand response[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(5): 1499-1507.

[2] 余晓丹, 徐宪东, 陈硕翼, 等. 综合能源系统与能源互联网综述[J]. 电工技术学报, 2016, 31(1): 1-13.
YU Xiaodan, XU Xiandong, CHEN Shuoyi, et al. A brief review to integrated energy system and energy internet[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(1): 1-13.

[3] CHOI M E, KIM S W, SEO S W. Energy management optimization in a battery/supercapacitor hybrid energy storage system[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2012, 3(1): 463-472.

[4] 王明军, 穆云飞, 孟宪君, 等. 考虑热能输动态特性的电-热综合能源系统优化调度方法[J]. 电网技术, 2020, 44(1): 132-140.
WANG Mingjun, MU Yunfei, MENG Xianjun, et al. Optimal scheduling method for integrated electro-thermal energy system considering heat transmission dynamic characteristics[J]. Power System Technology, 2020, 44(1): 132-140.

[5] 施金晓, 邵能灵, 李珂, 等. 计及需求侧管理的热泵-储能型微电网能量优化策略[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(6): 146-151.
SHI Jinxiao, TAI Nengling, LI Ke, et al. Energy optimization strategy considering demand-side management for microgrid with heat pump and hybrid energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 146-151.

[6] 王冉, 王丹, 贾宏杰, 等. 一种平抑微网网络功率波动的电池及虚拟储能协调控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(20): 5124-5134.
WANG Ran, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. A coordination control strategy of battery and virtual energy storage to smooth the micro-grid tie-line power fluctuations[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(20): 5124-5134.

[7] 赵波, 王财胜, 周金辉, 等. 主动配电网现状与未来发展[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(18): 125-135.
ZHAO Bo, WANG Caisheng, ZHOU Jinhui, et al. Present and future development trend of active distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(18): 125-135.

[8] 李笑竹, 王肇庆, 王海云, 等. 虚拟电厂参与的交直流混合微网双层多目标鲁棒优化调度[J]. 高电压技术, 2020, 46(7): 2350-2361.
LI Xiaozhu, WANG Weiqing, WANG Haiyun, et al. Bi-level and multi-objective robust optimal dispatching of AC/DC hybrid microgrid with virtual power plant participation[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(7): 2350-2361.

[9] 张风晓, 靳小龙, 穆云飞, 等. 融合虚拟储能系统的楼宇微网模型预测调控方法[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(15): 4420-4428.
ZHANG Fengxiao, JIN Xiaolong, MU Yunfei, et al. Model predictive scheduling method for a building microgrid considering virtual storage system[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(15): 4420-4428.

[10] 吴鸣, 孙丽敬, 寇凌峰, 等. 考虑需求侧响应的主动配电网电池梯次储能的容量配置方法[J]. 高电压技术, 2020, 46(1): 71-79.
WU Ming, SUN Lijing, KOU Lingfeng, et al. Capacity configuration method for second-use electric vehicle batteries of active distribution network based on demand side response[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(1): 71-79.

[11] 王守相, 吴志佳, 庄剑. 考虑微网间功率交互和微源出力协调的冷热电联供型区域多微网优化调度模型[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(24): 7185-7194.
WANG Shouxiang, WU Zhijia, ZHUANG Jian. Optimal dispatching model of CCHP type regional multi-microgrids considering interactive power exchange among microgrids and output coordination among micro-sources[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(24): 7185-7194.

[12] 王成山, 刘梦璇, 陆宁. 采用居民温控负荷控制的微网网络功率波动平滑方法[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(25): 36-43.
WANG Chengshan, LIU Mengxuan, LU Ning. A tie-line power smoothing method for microgrid using residential thermostatically-controlled loads[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(25): 36-43.

- [13] 郭力, 王蔚, 刘文建, 等. 风柴储海水淡化独立微电网系统能量管理方法[J]. 电工技术学报, 2014, 29(2): 113-121.
GUO Li, WANG Wei, LIU Wenjian, et al. The energy management method for stand-alone wind/diesel/sea-water desalination microgrid[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(2): 113-121.
- [14] 楚帅, 董辉, 葛维春, 等. 海水淡化负荷消纳弃风电量的集群优化调度策略[J]. 高电压技术, 2021, 47(9): 3085-3093.
CHU Shuai, DONG Hui, GE Weichun, et al. Cluster optimal dispatch strategy for seawater desalination using abandoned wind power[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(9): 3085-3093.
- [15] 黄旭. 风储海水淡化联产直流微网的运行控制研究[D]. 保定: 华北电力大学, 2017.
HUANG Kui. Operation and control of DC micro-grid with wind power, energy storage and seawater desalination load[D]. Baoding, China: North China Electric Power University, 2017.
- [16] 田新首, 王伟胜, 迟永宁, 等. 基于双馈风电机组有效储能的变参数虚拟惯量控制[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(5): 20-26, 33.
TIAN Xinshou, WANG Weisheng, CHI Yongning, et al. Variable parameter virtual inertia control based on effective energy storage of DFIG-based wind turbines[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(5): 20-26, 33.
- [17] 杜丽佳, 靳小龙, 何伟, 等. 考虑电动汽车和虚拟储能系统优化调度的楼宇微网网络功率平滑控制方法[J]. 电力建设, 2019, 40(8): 26-33.
DU Lijia, JIN Xiaolong, HE Wei, et al. A tie-line power smoothing control method for an office building microgrid by scheduling thermal mass of the building and plug-in electric vehicles[J]. Electric Power Construction, 2019, 40(8): 26-33.
- [18] 徐辉, 焦扬, 蒲雷, 等. 计及不确定性和需求响应的风光燃储集成虚拟电厂随机调度优化模型[J]. 电网技术, 2017, 41(11): 3590-3597.
XU Hui, JIAO Yang, PU Lei, et al. Stochastic scheduling optimization model for virtual power plant of integrated wind-photovoltaic-energy storage system considering uncertainty and demand response[J]. Power System Technology, 2017, 41(11): 3590-3597.
- [19] 陈炜. 含电动汽车储能与分布式风力发电的虚拟发电厂优化运行[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(10): 45-50.
CHEN Wei. Optimal operation of virtual power plant with electric vehicles and distributed wind farms[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(10): 45-50.
- [20] 田立亭, 史双龙, 贾卓. 电动汽车充电功率需求的统计学建模方法[J]. 电网技术, 2010, 34(11): 126-130.
TIAN Liting, SHI Shuanglong, JIA Zhuo. A statistical model for charging power demand of electric vehicles[J]. Power System Technology, 2010, 34(11): 126-130.
- [21] 李悦强, 蔡旭, 贾锋. 大型风电机组最大功率曲线自校正方法[J]. 电网技术, 2017, 41(10): 3269-3276.
LI Yueqiang, CAI Xu, JIA Feng. Self-correction method for maximum power curves of large wind turbines[J]. Power System Technology, 2017, 41(10): 3269-3276.
- [22] 庄怀东, 吴红斌, 刘海涛, 等. 含电动汽车的微网系统多目标经济调度[J]. 电工技术学报, 2014, 29(增刊1): 365-373.
ZHUANG Huaidong, WU Hongbin, LIU Haitao, et al. Multi-objective economic dispatch of microgrid system considering electric vehicles[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(Supplement1): 365-373.
- [23] 石庆均, 耿光超, 江全元. 独立运行模式下的微网实时能量优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(16): 26-35.
SHI Qingjun, GENG Guangchao, JIANG Quanyuan. Real-time optimal energy dispatch of standalone microgrid[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(16): 26-35.
- [24] 丁明, 张颖媛, 茆美琴, 等. 包含钠硫电池储能的微网系统经济运行优化[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(4): 7-14.
DING Ming, ZHANG Yingyuan, MAO Meiqin, et al. Economic operation optimization for microgrids including Na/S battery storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(4): 7-14.
- [25] 刘文颖, 文晶, 谢昶, 等. 考虑风电消纳的电力系统源荷协调多目标优化方法[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(5): 1079-1088.
LIU Wenyong, WEN Jing, XIE Chang, et al. Multi-objective optimal method considering wind power accommodation based on source-load coordination[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(5): 1079-1088.
- [26] 许少伦, 严正, 冯冬涵, 等. 基于多智能体的电动汽车充电协同控制策略[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(11): 7-13, 21.
XU Shaolun, YAN Zheng, FENG Donghan, et al. Cooperative charging control strategy of electric vehicles based on multi-agent[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(11): 7-13, 21.
- [27] 丁明, 王波, 赵波, 等. 独立风光柴储微网系统容量优化配置[J]. 电网技术, 2013, 37(3): 575-581.
DING Ming, WANG Bo, ZHAO Bo, et al. Configuration optimization of capacity of standalone PV-wind-diesel-battery hybrid Microgrid[J]. Power System Technology, 2013, 37(3): 575-581.
- [28] MARQUES R, BOUVILLE C, SANTOS L P, et al. Efficient quadrature rules for illumination integrals: from quasi Monte Carlo to Bayesian Monte Carlo[M]. Cham, Germany: Springer, 2015: 1-92.
- [29] 曹一家, 苗轶群, 江全元. 含电动汽车换电站的微电网孤岛运行优化[J]. 电力自动化设备, 2012, 32(5): 1-6.
CAO Yijia, MIAO Yiqun, JIANG Quanyuan. Optimal operation of islanded microgrid with battery swap stations[J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(5): 1-6.
- [30] 侯慧, 柯贤彬, 王成智, 等. 区域电动汽车协调优化的充放电策略[J]. 高电压技术, 2018, 44(2): 648-654.
HOU Hui, KE Xianbin, WANG Chengzhi, et al. Coordinated optimization strategy for electric vehicles' charging and discharging in different regions[J]. High Voltage Engineering, 2018, 44(2): 648-654.



ZHANG Xiangyu

Ph.D.

Associate professor



SHU Yan

Corresponding author

张祥宇

1984—, 男, 博士, 副教授

主要从事新能源发电与智能电网等方面的研究工作

E-mail: zh.xy.sq@163.com

舒一楠(通信作者)

1996—, 女, 硕士生

研究方向为新能源发电与储能控制技术

E-mail: 853639185@qq.com

收稿日期 2022-08-10 修回日期 2022-10-28 编辑 陈蔓

附录 A

PSO 算法求解 t 时刻最优虚拟电容值步骤:

步骤 A1: 电价 $R=[r_1, r_2, \dots, r_{24}]$, 风电输出功率预测值 $P_{wo}=[P_1^{wo}, P_2^{wo}, \dots, P_{24}^{wo}]$, 电动汽车蒙特卡罗模拟生成的充放电功率 $P_{ev}=[P_1^{ev}, P_2^{ev}, \dots, P_{24}^{ev}]$ 。设置上述与推导公式相关的参数及其调节区间等。设置算法的参数, 包括粒子规模 M 、最大迭代次数 j 、惯性因子 w 、学习因子 c_1 、 c_2 、随机数 r_1 、 r_2 。

步骤 A2: 产生初始群体, 设定粒子位置以及更新速度, 设有 n 个粒子。粒子 i 位置即 t 时段虚拟电容值: $C_{vi}(t)$ 、 $C_{vg}(t)$ 和 $C_{ve}(t)$, 粒子 i 速度: v_i 。

步骤 A3: 对每个粒子进行目标函数值的计算, 数值较大的函数适应度较高。确定粒子个体极值 p_i 群体极值 p_g 。不断对粒子位置和速度进行更新, 确定适应度更高的个体极值和群体极值。

步骤 A4: 若满足收敛精度或达到迭代次数, 主循环结束, 输出结果即为系统收益最优值及对应的各时段的虚拟电容值, 否则返回步骤 3, 继续迭代。

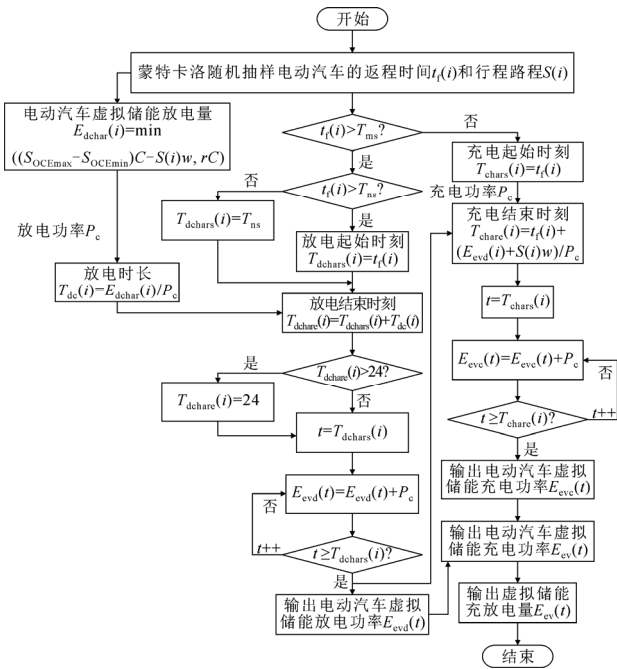


图 A1 电动汽车负荷优化流程图

Fig.A1 Flow chart of electric vehicle load

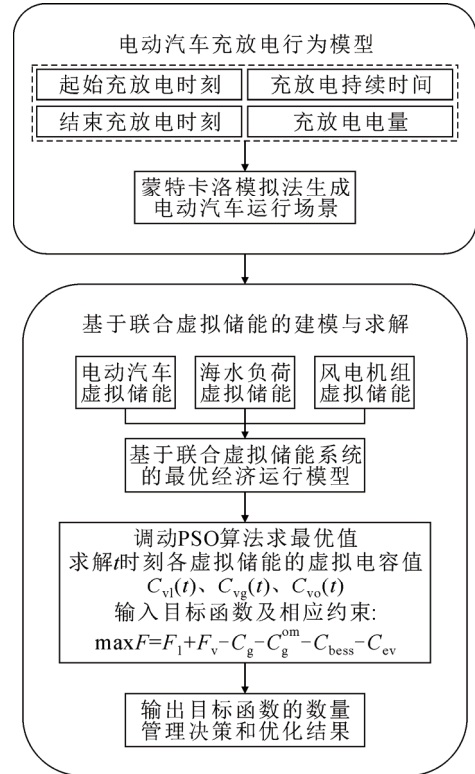


图 A2 经济优化计算流程图

Fig.A2 Flow chart of economic optimization calculation

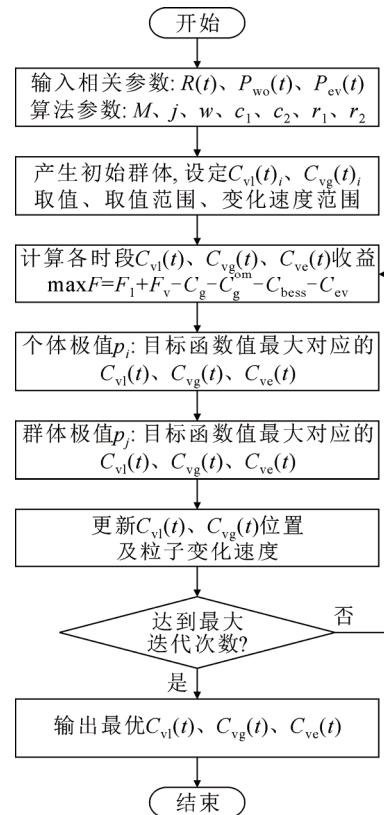


图 A3 粒子群算法流程图

Fig.A3 Flow chart of PSO

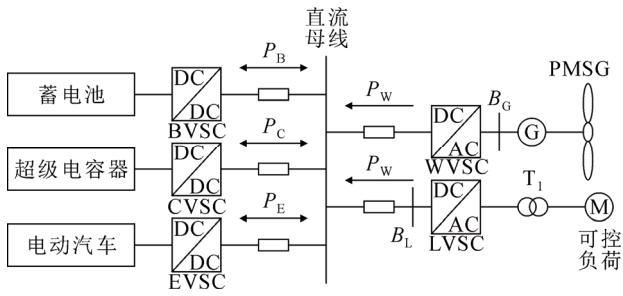


图 A4 微网系统拓扑结构图

Fig.A4 Diagram of microgrid system

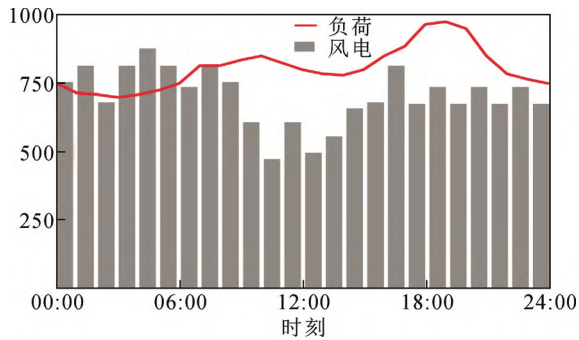


图 A5 典型工作日功率预测曲线

Fig.A5 Forecasted power curves on workdays

表 A1 仿真系统参数

Table A1 Power parameters of the simulation system

元件	参数
风力发电单元	$P_N=1500$ kW $\omega_N=750$ rad/min
超级电容器	$C=500$ F, $V_{cN}=15$ kV
蓄电池	$Q_N=5000$ Ah, $V_{batN}=6$ kV
海水负荷	$n_N=1500$ rad/min, $n_{min}=700$ rad/min.

表 A2 分时电价

Table A2 Time of use tariff

时段	电价/(元·(kW·h) ⁻¹)
08:00—11:00	1.197
18:00—21:00	
22:00—06:00	0.356
06:00—08:00	0.744
11:00—18:00	
21:00—22:00	