考虑蓄电池健康的微电网群模型预测控制能量管理策略

孟洪民¹,刘 迪¹,李 强¹,邱 镇¹,黄晓光¹,邢小文² (1. 国网信息通信产业集团有限公司,北京 102211;2. 西北工业大学 自动化学院,陕西 西安 710100)

摘要:为提高新能源消纳能力,减少微电网群运行成本,设计考虑蓄电池健康的微电网群模型预测控制 (MPC)能量管理策略。通过模拟蓄电池2种充电模式,将微电网群数学模型和约束方程表述为混合整数线 性规划(MILP)优化问题,并与 MPC 框架相结合,在满足约束条件的基础上对优化问题进行在线求解。考虑 到微电网能量管理以日前调度为主,提出变时域 MPC 寻优策略,进一步减小额外的寻优计算量。基于硬件 在环实验平台对所提策略进行验证,结果表明,该策略可最大限度利用新能源,减少微电网群购电成本,实时 性好,恒压充电模式可有效保护蓄电池健康。

关键词:微电网群;能量管理;混合整数线性规划;变时域模型预测控制;硬件在环;蓄电池健康 中图分类号:TM 761 文献标志码:A DOI:10.16081/j.issn.1006-6047.2019.06.013

0 引言

随着电力需求和环境压力日益增长,发展可持续清洁能源已成为当今时代的迫切需求。近年来,以太阳能、风能为代表的新能源分布式发电技术得到了广泛的应用^[13]。但分布式新能源的间歇性和随机性势必会对电力系统的安全稳定运行和电能质量带来冲击^[4]。为解决上述问题,美国 Lasseter 教授系统性提出了微电网(微网)概念^[5]。微电网既可以并网运行,也可以孤岛运行,具有区域自治、优化管理、远程监控及多能互补等优势,现阶段多投运于偏远山区、海岛等以解决区域供电不足及电能质量等问题^[6]。

随着微电网的不断渗入,微电网群的概念也随 之被提出^[7]。微电网群是将地理位置毗邻的微电网 及分布式发电装置互联,通过网群内部能量调度和 互济,提高微电网的供电可靠性,同时提高新能源的 利用率[6-8]。目前,国内外学者对微电网群概念、底 层架构和控制方面开展了大量研究,为微电网群的 发展及应用打下了理论基础。由于微电网群中存在 多个运行主体,它们具有不同的运行目标,即便各微 电网运行目标相同,微电网群内部也存在着合作或 者竞争关系,因此相比成熟的单一微电网能量管理 策略(EMS),微电网群的 EMS 更为复杂。文献[9] 提出了分层能量调度策略,对微电网群的运行成本 及子微电网的运行模式进行优化。文献[10]亦对 产销式多微电网系统设计了相互合作的调度策略, 使各用户在孤岛模式下的新能源利用率最高,负载 的维持时间尽可能长。但是上述研究仅为静态日前 调度,忽略了新能源的随机性和间歇性对微电网群

收稿日期:2018-11-12;修回日期:2019-04-04 基金项目:国家自然科学基金资助项目(U1766204) Project supported by the National Natural Science Foundation of China(U1766204)

调度的冲击。文献[11]基于粒子群优化(PSO)算法 对临近海岛多微电网系统进行了动态调度,并采用 滚动优化来解决新能源的随机性问题:文献[12]采 用博弈论对多微电网之间的能量调度及电力交易进 行分析。除了上述的启发式算法和数学算法,文献 [13]提出基于多代理的分层能量调度策略,在每一 步中利用混合整数规划对最小成本问题进行优化: 文献[14]设计基于模型预测控制 MPC(Model Predictive Control)的孤岛模式下多微电网的能量管理 系统,利用扩展的预测域和评估域对微电网群的最 优运行进行调度。上述方法使微电网群的在线智能 管理和最优调度成为可能,但仍然存在不足。众所 周知,储能装置在微电网群的调度中起着至关重要 的作用,其中蓄电池储能在微电网技术中得到了广 泛的应用,而在针对以蓄电池为储能装置的微电网 群能量管理的研究中,均将蓄电池的荷电状态 SOC (State Of Charge)范围考虑为恒值,忽略了蓄电池在 实际工作中的充电方式,这在储能装置的调度及控 制中并不是最好的选择^[15]。为了提高蓄电池的响 应,按照厂家推荐蓄电池在放电周期内应实现完全 充电[16],但同时又需要兼顾蓄电池健康,避免蓄电 池过充[15],因此设计微电网群能量管理时必须充分 考虑蓄电池的充电模式。对于光伏和风力发电等新 能源发电,多数研究将其视为不可调度装置,但随着 电力电子技术的发展,现有新能源发电设备均为可 降阶调度装置[17]。

针对上述存在的问题,本文基于通用微电网群架构,提出一种考虑蓄电池健康的 MPC 微电网群 EMS,各微电网在合作运营的基础上对微电网群的 运行成本(包括购电成本)进行优化。本文主要工 作包括3个部分:首先,为了避免蓄电池出现过充影 响蓄电池的寿命,引入整型变量来模拟蓄电池限流 充电和恒压充电2种工作模式,进而将微电网群的 数学模型表述为混合整数线性规划 MILP (Mixed Integer Linear Programming)问题,并与 MPC 框架相 结合,在满足约束条件的基础上对优化问题进行在 线求解,进行滚动更新;其次,考虑到微电网群能量 管理主要以日前调度为主,提出基于 MILP 的变时 域 MPC 寻优策略,动态降低优化问题中控制向量维 数,进而减少不必要的寻优计算量^[18-20];最后,依托 硬件在环实验平台对所提方法进行验证,结果表明, 该策略在保证系统功率平衡的前提下,通过微电网 群内各子系统的功率互补,能够最大限度利用新能 源,降低微电网群购电成本,实时性好,同时蓄电池 的恒压充电模式避免蓄电池过充问题,保护蓄电池 健康。

1 微电网群架构

本文中所分析的微电网群架构为改进后的广东 省绿色能源技术重点实验室架构^[8],如图1所示,图 中MG、PV、WT、Ba、S、L分别表示微电网、光伏、风 机、蓄电池、开关和负荷。





该微电网群中包含 4 个子微电网,发电装置均 为光伏和风机,储能装置以蓄电池为主,发电装置和 储能装置均通过电力电子变换器连接到微电网,微 电网再通过开关选择是保持孤岛运行还是互联运 行。类似于单个微电网,微电网群也可以运行在孤 岛模式和并网模式。本文主要研究如何在并网模式 下提高微电网群中新能源的利用效率,减少微电网 群的运行成本,其一次电压和频率的要求由电网保 证^[15],在此不做阐述。

2 微电网群模型及约束条件

2.1 微电网群的状态空间方程

在基于光伏-风机-蓄电池的微电网群中,储能 装置负责参与微电网群的最优经济调度。因此对于 储能装置而言,必须对其 SOC 进行预测,以便于掌 握储能装置的下一时刻运行状态,其模型可表示为:

 $SOC_i(k+1) = SOC_i(k) - \psi_i P_{ESSi}(k) \Delta t \qquad (1)$

其中, ψ_i 、SOC_i、 P_{ESSi} 分别为微电网 i 中储能装置的充

放电速度、充电状态及充放电功率;k表示第k时刻; Δt 为采样时间。

除了储能装置,在本文研究中,发电装置均为可 降阶调度的,其发电功率可以表示为:

$$\begin{cases} P_{\text{PV}i}(k) = P_{\text{PV}i_\text{max}}(k) - P_{\text{PV-curi}}(k) \\ P_{\text{WT}i}(k) = P_{\text{WT}i_\text{max}}(k) - P_{\text{WT-curi}}(k) \end{cases}$$
(2)

因此,综合式(1)、(2),微电网群的状态空间方 程可表示为:

$$\mathbf{x}(k+1) = \mathbf{A}\mathbf{x}(k) + \mathbf{B}\mathbf{u}(k)$$
(3)

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 1 & \cdots & 0 \\ \vdots & & \vdots \\ 0 & \cdots & 1 & 0 \\ 0 & \cdots & 0 & 1 \end{bmatrix}_{M \times M} , \mathbf{B} = \begin{bmatrix} \mathbf{E} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \mathbf{E} & \cdots & 0 \\ \vdots & & \vdots \\ 0 & \cdots & \mathbf{E} & 0 \\ 0 & \cdots & 0 & \mathbf{E} \end{bmatrix}_{M \times 4M}$$

$$\mathbf{E} = \begin{bmatrix} 0 & \psi_i \Delta t_i & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

其中,*M* 为微电网的数量;状态变量 $\mathbf{x}(k) = [SOC_1(k),$ SOC₂(k),...,SOC_M(k)]^T;控制变量 $\mathbf{u}(k) = [P_{g1}(k),$ $P_{ESS1}(k), P_{PV-curl}(k), P_{WT-curl}(k); ...; P_{gM}(k), P_{ESSM}(k),$ $P_{PV-curM}(k), P_{WT-curM}(k)]^{T}, P_{g1}(k)$ 为微电网群与电网 间的交换功率, $P_{gi}(k)(i \neq 1)$ 为微电网 i 与公共连接 母线的交换功率, $P_{ESSi}(k)$ 为微电网 i 中储能装置的 充放电功率, $P_{PV-curi}(k)$ 为微电网 i 中光伏的切除功 率, $P_{WT-curi}(k)$ 为微电网 i 中风机的切除功率, 如果 $P_{PV-curi}(k)$ 、为0,说明发电装置以最大功率 $P_{PVi_max}(k)$ 和 $P_{WT-curi}(k)$ 运行。

2.2 约束条件

a. 储能约束。

为了避免储能装置的过充过放,必须将 SOC 限制在一定的范围[SOC_{mini},SOC_{maxi}]内,以延长储能装置的寿命。但仅对储能装置的 SOC 进行限制是不够的,为了确保储能模型的精确性,在此引入开关状态变量 z(k),用以表示储能装置的限电流充电和恒压充电这 2 种充电模式。其中限电流充电可以用蓄电池的最优调度充电功率来表示,如式(4) 所示。

$$i_{id}^{B*} = \frac{2}{3} \frac{P_{ESSi}(k)}{v_i^{B}(k)}$$
(4)

其中, $v_i^{\text{B}}(k)$ 和 $i_{id}^{\text{B}*}(k)$ 分别为储能装置的输出电压和 充电电流。

而恒压充电过程中储能装置的充电电流非常 小,接近于0,该充电方式维持到储能装置充满退出 运行为止。为模拟储能装置的恒压充电模式,这里 定义储能装置小功率充放电阈值[P_{ESSidt} , P_{ESSidt}], 使储能装置在切换到恒压充电模式时可以实现小电 流充电。为了模拟这2种充放电模式的切换,设置 SOC 阈值 SOC_{thi},引入切换状态变量 $z_i(k) \in \{0,1\}$: 当储能装置的 SOC 尚未达到 SOC_{thi}时, $z_i(k) = 0$,储 能装置按照设定的功率边界条件[P_{ESSi_min} , P_{ESSi_max}] 进行充电;当储能装置的 SOC 达到 SOC_{thi}时, $z_i(k) =$ 1,储能装置按照预先设定的极小功率进行充电。同 时储能装置的 SOC_i和充放电功率 P_{ESSi} 的约束方程 可以分别写为式(5)和式(6)。

$$\begin{cases} \operatorname{SOC}_{i}(k) \leq \operatorname{SOC}_{\operatorname{thi}} + (\operatorname{SOC}_{\max i} - \operatorname{SOC}_{\operatorname{thi}}) z_{i}(k) \\ \operatorname{SOC}_{i}(k) \geq \operatorname{SOC}_{\min} + (\operatorname{SOC}_{\operatorname{thi}} - \operatorname{SOC}_{\min i}) z_{i}(k) \end{cases}$$
(5)

$$\begin{cases} P_{\text{ESSith2}} + (P_{\text{ESSi}_{\min}} - P_{\text{ESSith2}}) (1 - z_i(k)) \leq P_{\text{ESSi}}(k) \\ P_{\text{ESSi}}(k) \leq P_{\text{ESSith1}} + (P_{\text{ESSi}_{\max}} - P_{\text{ESSith1}}) (1 - z_i(k)) \end{cases}$$
(6)

除此之外,为了满足微电网群中储能装置在第 二天的调度需要,在当天结束时(24:00),储能装置 的 SOC 必须大于或者等于初始值,设当前时刻的控 制时域为 *N*_e,则有约束条件:

$$\boldsymbol{x}(k+N_{\rm c}) - \boldsymbol{x}(0) \ge 0 \quad \forall k \tag{7}$$

b. 微电网群交换功率约束。

与独立微电网相比,微电网群体量巨大,其所具 备的大规模随机性新能源并入公共电网会对电网安 全稳定运行造成威胁,如公共连接点的电能质量特 别是电压产生明显畸变[21]。因此,虽然现有政策已 允许微电网向电网卖电,但对并网微电网的规模做 出较为严格的限制,2017年国家发改委印发的《推 进并网型微电网建设试行办法》规定,并网微电网的 系统容量原则上不大于 20 MW。可见,未来含多个 微电网的微电网群系统由于容量较大,不适宜于向 电网售电,而更倾向于群内各子微电网之间的电能 双向交易。此外,未来随着微电网群的普及,售电渗 透率增加,微电网群与电网的售电交易势必会与其 他风电、光伏场群类似,受电网调度中心的约束,进 而使得微电网群与电网的售电场景变得复杂。因 此,考虑到本文研究重点在于微电网群中各子微电 网之间的功率互补与协同运行以及新能源的就地消 纳,暂不考虑微电网群向电网卖电场景[22-23]。微电 网群仅从公共电网吸收功率。但在微电网群内部, 微电网间的功率交换是双向不受限的,既可以从其 他微电网中吸收功率,又可以向其他微电网输送功 率。通过控制公共连接母线上功率平衡,调节微电 网内子微电网及分布式发电装置的运行。设 Plad 为微电网1中的负载功率, P_{loadi} 为微电网 $i(i \neq 1)$ 中 负载功率,因此微电网群及微电网的内部功率平衡 可以表示为:

$$\begin{cases} P_{g1}(k) + \sum_{i=2}^{M} P_{gi}(k) + P_{ESS1}(k) + P_{WT1}(k) + \\ P_{PV1}(k) + P_{load1}(k) = 0 \\ P_{gi}(k) + P_{ESSi}(k) + P_{WTi}(k) + P_{PVi}(k) + \\ P_{loadi}(k) = 0 \quad i \neq 1 \end{cases}$$
(8)

根据馈线的最大容量,应该将微电网群与电网 的交换功率及微电网之间的交换功率限制在最大范 围内:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{g1}(k) \leq P_{g1_max} \\ P_{gi_min} \leq P_{gi}(k) \leq P_{gi_max} \quad i \neq 1 \end{cases}$$
(9)

c. 发电装置出力约束。

现有新能源发电技术可控制光伏和风电出力维持在最小值与最大值之间,具有一定的有限可控性。 新能源出力的最大值为最大功率点追踪(MPPT)的 理论最大值,即 *P*_{PVi_MPPT}、*P*_{WTi_MPPT}。因此新能源发电 的出力约束为:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{WTi}(k) \leq P_{WTi_MPPT}(k) \\ 0 \leq P_{PVi}(k) \leq P_{PVi_MPPT}(k) \end{cases}$$
(10)

3 微电网群的优化问题

3.1 目标函数

微电网群的综合运行目标是:根据不同的电力 市场价格,通过协调各微电网的运行,减少微电网群 运行成本(包括购电成本),提高新能源的就地消纳 能力,其目标函数如式(11)所示。

$$\min \sum_{k=1}^{T} \left[\lambda_{g_{+}}(k) P_{g_{1}}(k) + \sum_{i=2}^{M} \left(\lambda_{si}(k) P_{gi}(k) \right) \right] (11)$$

其中, T为 EMS 的规划时间(如 24 h); $\lambda_{s+}(k)$ 为时 变市场电价, 在此考虑白天和夜间 2 个时间段内的 价格; $\lambda_{si}(k)$ 为享受政府补贴后的时变市场电价; 此 处微电网数量 M=4。由于微电网群中新能源发电 装置和储能装置的运维和安装成本属于固定成本, 在前期投资中已经进行核算, 因此在进行最优经济 调度时不会影响最终的优化结果^[21], 不将其考虑 在内。

3.2 基于变时域 MPC 的优化问题求解

在优化问题求解过程中,目标函数式(11)可由 实际变量 u(k)和边界变量 s(k)表示为 MILP 形式:

$$\min f(\boldsymbol{u},\boldsymbol{s}) = \boldsymbol{a}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{u}(k) + \boldsymbol{b}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{s}(k)$$
(12)

约束条件为:

$$\begin{cases} Y(\boldsymbol{u},\boldsymbol{s}) = c \\ G(\boldsymbol{u},\boldsymbol{s}) \leq d \end{cases}$$

其中,f(u,s)为成本函数;Y(u,s) = c为等式约束; $G(u,s) \leq d$ 为不等式约束,且最优解可行域为凸规 划; $a^{T} = [\lambda_{g+}(k) 0 0 0; 0 \lambda_{s2}(k) 0 0; 0 0 \lambda_{s3}(k) 0; 0 0$ $0 \lambda_{s4}(k)]; b^{T} = 0_{1\times 4}$ 。边界变量s(k)对应蓄电池 2 种充电模式的切换状态变量 $z_i(k)$ 。

在微电网群实际运行中,光伏出力、风电出力以 及用电负荷三方面均存在一定程度的预测误差。为 避免预测误差给系统带来的不确定性影响,本文引 入 MPC 滚动更新框架,在每一个 MPC 滚动周期内, 基于 MILP 算法对目标问题进行寻优求解,实现对 微电网群内调度指令的动态优化。为了引入 MPC, 定义 x(k+j)为当前 k 时刻下储能装置在未来 k+j 时 刻的预测值,且 0 ≤ j ≤ T,进而得到式(13)形式的有 限时域优化控制问题。在采样时刻 k,基于上节中 状态空间方程及含整型变量的约束条件方程, MPC 求解器通过采用分支界定算法^[17]对式(13)所示 MILP 优化问题进行求解,得到满足微电网群运行条 件约束的最优调度序列,并将最优计划序列中的第 一组结果作为当前时刻微电网群的全局调度指令。 在下一采样时刻,重复上述步骤,进而实现调度指令 的滚动优化。

$$\min f(\boldsymbol{x}_k) = \sum_{j=0}^{T} \left[\boldsymbol{a}^{\mathrm{T}} \boldsymbol{u}(k+j) + \boldsymbol{b}^{\mathrm{T}} \boldsymbol{s}(k+j) \right]$$
(13)

约束条件为:储能装置模型式(3),等式约束式 (4)、(8),不等式约束式(5)-(7)、(9)、(10)。

由于微电网群的调度以自然日为单位,这里定 义控制时域T的末端为当日24:00,始端为当前采样 时刻。因此控制时域T为时变量,该特性的优点是: 随着时间的推移,能够减少MPC的寻优计算负担, 提高计算速度。需要说明的是,传统MPC的性能指 标多为二次型形式。虽然序列二次规划等方法能够 求解含约束的二次型规划问题,但随着控制时域的 增加,特别是以最长24h为调度周期的微电网群优 化问题,计算负担呈指数级增加。本文变时域MPC 性能指标为含约束的混合整数规划问题,同二次型 性能指标相比,其在求解时间上更有优势,系统实时 性更好。

4 实验验证

本文基于微电网实验室的硬件在环 HIL(Hardware-In-the-Loop)实验平台,对所提 EMS 进行分析 验证。图 2 是 HIL 实验框架。第一部分是软件层, MPC 经济调度优化算法基于 MATLAB 实现;第二部 分是基于 dSPACE1006 的实时 仿 真层,首先在



Fig.2 Principle of HIL experiment

dSPACE 中建立微电网群模型(包括光伏、风机、储 能装置及对应控制器模型),然后在每个调度指令更 新周期内,dSPACE 控制器执行一次 MPC 调度优化 算法;第三部分是物理层,包括电力电子变换器、采 样和保护装置,dSPACE 根据给定的优化调度指令 将产生的控制信号发送至电力电子开关器件,控制 开关动作。具体实验参数见附录。

本次实验基于风速的大小分为微风和强风 2 类 场景进行讨论。由于调度时间范围一般以日为单位 (24 h),每次实时仿真需要 1 440 min。仿真实验的 主要目的是:验证基于本文策略的微电网群能够在 不同场景下正常运行,系统可通过交换功率、储能充 放电以及切除新能源出力功率实现各子微电网的出 力和负载功率平衡;验证微电网群内的各子系统可 通过功率交换实现可再生能源的最大限度消纳;验 证本文策略可通过合理规划储能充放电,减小购电 量,降低微电网群整体运行成本;验证兼顾蓄电池健 康的电池模型的有效性,蓄电池运行模式具备限电 流充电和恒压充电 2 种工作模式。

4.1 场景1

场景描述:日内光照强度充足,风速较小,天气 情况较好。微电网群中新能源输出功率和负载需求 见图 3。风机出力较小,特别是 MG₂,07:00—13:00 风机的出力为0,这是因为在风速小于 3 m/s 时风机 切出运行。同时假设微电网群中所有负载为重要负 载,负载需求必须得到满足。

在此情景下,为了满足负载需求,光伏和风力发 电机均已最大功率输出,如图 3 所示。仅储能装置、 微电网群内及微电网群与电网的交换功率可调度, 实验结果如图 4 所示。这里定义从电网购电功率为 正,向电网售电功率为负;对于 MG₂—MG₄ 而言,从 MG₁ 购电功率符号为负。

图 4 表明,大约在 03:00(180 min)前,由于夜间 电网价格较低,在各微电网满足负载需求的情况下,





92











微电网群以从电网购电为主,各微电网选择给储能装置充电;从05:30(330 min)到18:30(1110 min),随着光照强度的增加,光伏出力增大,此时间段内,通过充分调度微电网群内的新能源发电装置及储能装置,协调各微电网的运行,使微电网群在白天高价位时间段内的购电成本为0;在夜间时段18:30(1110 min)到22:30(1350 min),随着光照强度的降低,光伏出力降为0,而此时段为居民用电高峰期,MG2-MG4内部的新能源发电出力和储能装置

均不能满足负载需求,需要从 MG_1 购电,但此时间 段内 MG_1 中的新能源发电出力和储能装置仅满足 自身需求,并没有多余能量能够供给 $MG_2 - MG_4$,因 此为保证负载需求,微电网群需要从电网购电;23:00 (1 380 min)后,随着用电负荷的减少, MG_2 和 MG_3 将多余的能量卖给 MG_4 和 MG_1 。由于夜间电力交 易价格较低,为了保证微电网群内所有储能装置的 SOC 在 24:00 不低于 60%,以满足第二天调度规划 需求,微电网群从电网购电,用于储能装置充电。

表1为基于本文 EMS 策略和无 EMS 策略独立 运行微电网群的运行成本。为了实现微电网群在无 EMS 管理下的运行成本进行计算,假设新能源发电 单元均以最大功率运行,根据系统的功率平衡来调 节储能装置的充放电指令。

表1 微电网群的运行成本(场景1)

Table 1 Operation cost of microgrid cluster(Scenario 1)

					元
调度策略		日中半			
	MG ₁	MG_2	MG ₃	MG_4	忌瓜平
无 EMS	0.55	14.3	10.9	8.6	34.35
本文策略	0.45	11.7	8.2	7.0	27.35

从表中可以看出,在无 EMS 调度下,各微电网中的储能装置仅根据实时指令进行充放电控制,并没有起到优化调度的作用,并且微电网群从电网吸收功率也不考虑实时市场价格,微电网群的运营成本高达 34.35 元。而基于本文 EMS 策略的微电网群运行成本为 27.37 元,各微电网购电售电均能按照市场规律进行,储能装置能够合理参与经济优化,达到减小运行成本的目的。

此外,储能装置 2 种充电模式的有效性如图 5 所示。通过监测各储能装置 SOC 判定储能装置的 工作模式,即恒压充电模式或者经济调度下的限流 模式。从图中可以看出,为防止出现过充问题,当 MG₂中储能装置 SOC 达到限值 96%时,该网内储能 装置的控制方式从限流模式切换为恒压控制模式, 充电速率显著降低,SOC 实现缓慢增长。

4.2 场景2

场景描述:图 6 为风资源充足情况下的风机出 力,可见,各微电网中的风机出力较大。

需要说明的是,虽然单一微电网区域面积较小, 风机和光伏出力变化趋势相似,但对于含多个子微 电网的微电网群而言,其所覆盖的区域面积要大得 多,未来可能以山地或丘陵地区的村落为一个子微 电网,受地形影响,每个子微电网所具有的风力和光 照资源也会不同。此外,增加各子微电网的可利用 功率差异性,也是为验证群内各微电网之间的功率 互补提供必要前提。

该场景下光伏以最大功率输出,如图 3 所示,风 力发电机受最优调度。实验结果见图 7,图中从上



图 5 储能装置充电模式切换

Fig.5 Charging mode switching of energy storage system





Fig.6 Wind turbine output with plentiful wind resource

到下依次为储能装置 SOC、储能装置充放电功率、微 电网间和微电网群与电网的交换功率及风机切除功 率。从图中可以看出,在该调度策略下,各可控装置 均能按照最优调度指令运行。由于新能源的可利用 功率较大,通过协调微电网的运行,微电网群内部基 本可以满足负载的需求,不需要从电网大量购电。 由于风能资源过于丰富,在满足负载需求和储能充 电最大功率约束的同时,需要切除风机产生的多余 功率,如图7(d)所示。图7(a)中,当MG₄中储能装 置的 SOC 达到限值,其充电模式从最优调度功率模 式切换为小电流恒压充电模式,有效防止了蓄电池 过充。

表 2 为该场景下基于本文 EMS 策略和无 EMS 策略独立运行微电网群的运行成本统计结果。



Table 2 Operation cost of microgrid cluster(Scenario 2)

					元
调度策略		出出木			
	MG ₁	MG_2	MG ₃	MG_4	忌瓜平
无 EMS	0.3	3.2	5.9	5.6	15.0
本文策略	-8.6	-2.5	7.6	6.1	2.6

从表中可以看出,在无 EMS 调度下,微电网群 的运营成本高达15元。而基于本文策略,微电网群 的运行成本仅为 2.6 元, MG1 和 MG, 还获得收益。

结论 5

本文基于通用微电网群架构,提出考虑蓄电池 健康的基于 MILP 的变时域 MPC 微电网群 EMS.以 减少微电网群整体运行成本。首先构建基于通用微 电网群架构的状态空间方程和约束条件,通过引入

整型变量,在约束方程中模拟储能装置2种充电模式,以避免电池过充现象;其次,将优化问题表示为可通过 MILP 求解的 MPC 性能指标;最后基于微电 网实验室 HIL 实验平台对其进行验证。结果表明,该策略具有以下特性。

a. 经济性好。该实时 EMS 充分利用微电网群 内可调度的分布式新能源,在微电网内部以及各微 电网之间实现可调度能源再配置,确保了微电网群 运行成本最小化。

b. 兼顾储能装置健康。该策略能够实现储能 蓄电池装置的2种充电模式,有效防止蓄电池过充, 保护蓄电池健康。

c. 实时性好。引入 MILP 代替传统 MPC 的二次规划寻优方法,具有更快的寻优计算速度;同时,变时域策略可进一步降低运行后期的 MPC 寻优计算量。

本文优化调度策略通用性强,可推广应用到其 他架构,如交直混合微电网群中,具有良好的工程应 用价值。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

参考文献:

- [1] 柳苏源. 中国建筑每年"吃掉"社会总能耗的 33% [EB/OL]. (2016-04-11). http://news.hexun.com/2016-04-11/183230651. html.
- [2] KOHL H, WANG Peng, CHOO F H, et al. Operational adequacy studies of a PV-based and energy storage stand-alone microgrid [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(2):892-900.
- [3] 刘吉臻,孟洪民,胡阳.采用梯度估计的风力发电系统最优转矩 最大功率点追踪效率优化[J].中国电机工程学报,2015,35 (10):2367-2374.

LIU Jizhen, MENG Hongmin, HU Yang. Efficiency optimization of optimum torque maximum power point tracking based on gradient approximation for wind turbine generator system[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(10):2367-2374.

- [4] 王成山,王守相. 分布式发电供能系统若干问题研究[J]. 电力 系统自动化,2008,32(20):1-4.
 WANG Chengshan, WANG Shouxiang. Study on some key problems related to distributed generation system[J]. Automation of Electric Power Systems,2008,32(20):1-4.
- [5] 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-microgrids in China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016,40(17):224-231.
- [6]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 multimicrogrid control strategies[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(4):107-115.
- [7] 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.

- [8] YANG Ping, ZHENG Chengli, XU Zhirong, et al. Power coordinated control of the islanded multi-layer microgrids [C] // IEEE 2016 Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT-Asia). Melbourne, Australia; IEEE, 2016; 1145-1150.
- [9] TIAN Peigen, XIAO Xi, WANG Kui, et al. A hierarchical energy management system based on hierarchical optimization for microgrid community economic operation [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016,7(5):1469-1476.
- [10] LUNA A C,DIAZ N L, GRAELLS M, et al. Cooperative energy management for a cluster of households prosumers[J]. IEEE Transactions on Consumer Electronics,2016,62(3):235-242.
- [11] 周永智,吴浩,李怡宁,等. 基于 MCS_PSO 算法的邻近海岛多微 网动态调度[J]. 电力系统自动化,2014,38(9):204-210.
 ZHOU Zhiyong,WU Hao,LI Yining, et al. Dynamic dispatch of multimicrogrid for neighboring islands based on MCS-PSO algorithm [J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(9):204-210.
- [12] 赵敏,沈沉,刘锋,等. 基于博弈论的多微电网系统交易模式研究[J]. 中国电机工程学报,2015,35(4):848-857.
 ZHAO Min,SHEN Chen,LIU Feng, et al. A game-theoretic approach to analyzing power trading possibilities in multi-microgrids[J]. Proceedings of the CSEE,2015,35(4):848-857.
- [13] BUI V H, HUSSAIN A, KIM H M. A multi agent-based hierarchical energy management strategy for multi-microgrids considering adjustable power and demand response[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018,9(2):1323-1333.
- [14] ZHANG Yan, ZHANG Tao, WANG Rui, et al. Dynamic dispatch of isolated neighboring multi-microgrids based on model predictive control [C] // 2016 International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies. Chengdu, China: IEEE, 2016:50-55.
- [15] LUNA A C, DIAZ N L, VASQUEZ J C, et al. Mixed-integer-linearprogramming-based energy management system for hybrid PV-windbattery microgrids; modeling, design, and experimental verification [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2017, 32(4):2769-2781.
- [16] IEEE Standards Coordinating Committee 21. Guide for optimizing the performance and life of lead-acid batteries in remote hybrid power systems: IEEE Standard 1561-2007[S]. [S.l.]:American National Standards Institute, 2008.
- [17] CHIEN L R, YIN Y C. Strategies for operating wind power in a similarmanner of conventional power plant[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2009, 24(4):926-734.
- [18] PARISIO A, RIKOS E, GLIELMO L G. A model predictive control approach to microgrid operation optimization [J]. IEEE Transactions on Control System Technology, 2014, 22(5):1813-1827.
- [19] TEDESCO F, MARIAM L, BASU M, et al. Economic model predictive control based strategies for cost-effective supervision of community microgrids considering battery lifetime [J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2015, 3 (4): 1067-1077.
- [20] 窦晓波,晓宇,袁晓冬,等. 基于改进模型预测控制的微电网能 量管理策略[J]. 电力系统自动化,2017,41(5):1-10.
 DOU Xiaobo,XIAO Yu,YUAN Xiaodong, et al. Energy management strategy based on improved model predictive control for microgrid [J]. Electric Power Automation Equipment,2017,41(5):1-10.

- [21] CAGIGAL M C. PV self-consumption optimization with storage adaptive DSM for the residential sector[J]. Solar Energy, 2011, 85 (9):2338-2348.
- [22] WANICH A S, YANG Y, BLAABJERG F. High performance constant power generation in grid-connected PV systems[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2016, 31(3):1822-1825.
- [23] 欧阳森,马文杰.考虑电压故障类型的光伏逆变器低电压穿越 控制策略[J].电力自动化设备,2018,38(9):21-26.
 OUYANG Sen,MA Wenjie. Low voltage ride through control strategy of photovoltaic inverter considering voltage fault type[J]. Electric Power Automation Equipment,2018,38(9):21-26.

作者简介:



孟洪民(1989—),男,山东临沂人,博 士,主要研究方向为综合能源系统控制优 化、新能源电力系统以及电力人工智能等 (E-mail:lymhm310@gmail.com);

刘 迪(1982—),男,黑龙江鸡西人, 高级工程师,硕士,研究方向为综合能源系 统、企业信息化建设、大数据、人工智能等

(E-mail:liudi@sgitg.sgcc.com.cn) .

Energy management strategy based on model predictive control of microgrid cluster considering battery health

MENG Hongmin¹, LIU Di¹, LI Qiang¹, QIU Zhen¹, HUANG Xiaoguang¹, XING Xiaowen²

(1. State Grid Information and Telecommunication Group Co., Ltd., Beijing 102211, China;

2. Department of Electrical Engineering, North Western Polytechnical University, Xi'an 710100, China)

Abstract: In order to improve the new energy accommodation ability and reduce the operation cost of microgird cluster, an energy management strategy based on MPC(Model Predictive Control) of microgrid cluster is proposed with the consideration of battery health. Two charging modes of battery are simulated, and the mathematic model of microgrid cluster and constraint formulation are expressed as MILP(Mixed Integer Linear Programming) optimization problem, and combined with MPC framework, the optimization problem is solved online with the satisfaction of constraints. Since the energy management of microgrid is mainly based on day-ahead scheduling, a varying time-domain MPC optimization strategy is proposed to further reduce the extra calculation amount. The proposed strategy is verified based on the hardware-in-the-loop experimental platform, and results show that the proposed strategy can maximize the use of new energy, reduce the power purchase cost of microgrid cluster, and has good real-time performance. Constant voltage charging mode can effectively protect the battery health.

Key words: microgrid cluster; energy management; mixed integer linear programming; varying time-domain model predictive control; hardware-in-the-loop; battery health

(上接第 87 页 continued from page 87)

Power management and coordinated control of microgrid under decentralized and autonomous architecture

ZHAO He¹, JING Tianjun², XIONG Xiong³

(1. Electric Power Research Institute of State Grid Beijing Electric Power Company, Beijing 100075, China;

2. College of Information and Electrical Engineering, China Agricultural University, Beijing 100083, China;

3. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China)

Abstract: The microgrid with photovoltaic-energy storage units is taken as the research object. Firstly, the control strategies of photovoltaic inverter and energy storage inverter in the photovoltaic-energy storage system are summarized and analyzed, when the microgrid operates in the grid-connected and islanding modes. Then, the power management strategies of microgrid under the grid-connected and islanding modes are proposed. When the microgrid operates in the grid-connected mode, the exchange power at the PCC (Point of Common Coupling) is maintained constant by regulating the energy storage; when the microgrid operates in the islanding mode, the multi-segment P/fcharacteristic curves of microgrid are analyzed, and the decentralized and autonomous power management and control are implemented for different operation scenarios based on local information. Aiming at the charging scenario of energy storage , a management control strategy based on charging power correction of energy storage is proposed, which reduces the power generation to meet the limitation of SOC(State of Charge) and maximum charging power of energy storage by changing the reference voltage of the photovoltaic DC port to make it deviate from the maximum power operating point. Finally, the proposed control strategy is verified by simulation and experiment.

Key words: microgrid; decentralized and autonomous; power management; coordinated control; PV- energy storage system; multi-segment P/f characteristic curves

附录:

实验参数: $\Delta t = 1 \min$, $P_{g1} \in [0,5] \text{ kW}$, $P_{\text{load1}} \in [0,5.6] \text{ kW}$, $P_{\text{ESS1}} \in [-2.5, 2.5] \text{ kW}$, $P_{\text{PV1}} \in [0,3.2] \text{ kW}$, $P_{\text{WT1}} \in [0,5] \text{ kW}$, $P_{g2} \in [-3,3] \text{ kW}$, $P_{\text{I}10} \in [0,5.6] \text{ kW}$, $P_{\text{ESS2}} \in [-1.5, 1.5] \text{ kW}$, $P_{\text{PV2}} \in [0,2.5] \text{ kW}$, $P_{\text{WT2}} \in [0,3.5] \text{ kW}$, $P_{g3} \in [-3,3] \text{ kW}$,