

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.250142

基于混合变压器互联的交直流微电网多模态协调控制策略

赖锦木¹, 尹越¹, 尹昕², 杜云飞³

(1. 郑州大学电气与信息工程学院, 河南 郑州 450001; 2. 武汉理工大学自动化学院, 湖北 武汉 430070;
3. 清华大学深圳国际研究生院, 广东 深圳 518055)

摘要: 现有的交直流微电网(AC/DC hybrid microgrids, HMG)协调控制与装备难以平衡源荷不确定性下运行经济性与安全性的矛盾。为此, 考虑稳态运行与故障工况, 提出一种考虑多时间尺度的基于混合变压器(hybrid transformer, HT)互联的交直流微电网(hybrid transformer-interconnected HMG, HT-HMG)多模态协调控制策略。首先, 设计 HT-HMG 拓扑结构, 根据配电网的运行工况将 HT-HMG 系统分为并联模式、串联模式和孤岛模式, 以混合变压器为调控手段构建 HMG “正常-故障” 分区分层控制体系。然后从多时间尺度出发, 提出多运行模式下的能量管理优化策略和功率协调控制策略。对于稳态运行工况, 提出长时间尺度以最大化运行收益为目标的能量管理优化策略, 以提高 HMG 运行的经济性。对于故障运行工况, 提出基于 HT 紧急电压支撑的实时功率协调控制策略, 在变压器节点对配电网故障进行阻隔, 以提高 HMG 运行的安全性。最后通过仿真验证了所提 HT-HMG 多模态协调控制策略的可行性和有效性。

关键词: 交直流微电网; 混合变压器; 多模态协调控制; 能量管理优化; 紧急电压支撑

Multimode coordination control strategy for AC/DC hybrid microgrids interconnected via hybrid transformers

LAI Jinmu¹, YIN Yue¹, YIN Xin², DU Yunfei³

(1. School of Electrical and Information Engineering, Zhengzhou University, Zhengzhou 450001, China; 2. School of Automation, Wuhan University of Technology, Wuhan 430070, China; 3. Tsinghua Shenzhen International Graduate School, Shenzhen 518055, China)

Abstract: Existing coordination control methods and equipment for hybrid AC/DC microgrids (HMG) often struggle to balance operational economy and system security under source-load uncertainties. To address this issue, considering both steady-state and fault conditions, this paper proposes a multimode coordination control strategy for hybrid transformer (HT)-interconnected hybrid AC/DC microgrids (HT-HMG) based on multiple time scales. First, the HT-HMG topology structure is designed, and the HT-HMG system is divided into shunt, series, and island modes according to the operating conditions of the distribution network. A “normal-fault” zoning and hierarchical control system for HMG is constructed using the HT as the key regulating component. Then, starting from multiple time scales, energy management optimization strategy and power coordination control strategy under multiple operating modes are proposed. For steady-state operating conditions, a long-term energy management optimization strategy with the objective of maximizing operating revenue is proposed to improve the economic efficiency of HMG operation. For fault conditions, a real-time power coordination control strategy based on HT emergency voltage support is proposed, enabling fault isolation at transformer nodes to enhance system security. Finally, the feasibility and effectiveness of the proposed HT-HMG multimode coordination control strategy are verified through simulations.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52307148).

Key words: AC/DC hybrid microgrids; hybrid transformer; multimode coordination control; energy management optimization; emergency voltage support

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(52307148)

0 引言

在“双碳”目标的驱动下，我国能源结构加速向清洁化转型。可再生能源渗透率持续攀升对电力系统提出了新的技术要求^[1-4]。交直流微电网(AC/DC hybrid microgrids, HMG)作为新型电力系统的重要载体，通过有机整合交流、直流电网的优势架构，在提升分布式电源消纳能力和供电可靠性方面展现出显著优势^[5-8]。相较于传统微电网，HMG系统不仅可降低换流设备投资成本，更能通过优化功率传输路径提升系统整体效率^[6-10]。然而，随着新能源占比不断提升，源荷双侧不确定性显著加剧，现有协调控制策略在系统经济运行与安全稳定间的动态平衡面临严峻挑战^[11-14]。研究表明，当配电网发生故障时，HMG的敏感负荷及分布式电源脱网现象严重，凸显出现有装备体系在故障穿越与能量优化方面的技术瓶颈。因此，系统级装备及其协同调控策略的研究，对于实现HMG安全经济运行具有重要意义^[15]。

针对HMG的能量管理优化策略，目前已经取得大量成果。文献[16]考虑了电价的随机波动对用户用电规律的影响，建立了HMG多目标优化运行模型以实现最优经济运行。文献[17]提出一种基于数字孪生的HMG多目标优化调度方法，提高了微电网的经济效益。文献[18]提出一种考虑需求响应的HMG多时间尺度随机优化调度策略，该策略能够提高HMG运行的经济性、鲁棒性，减少源荷波动对大电网产生的冲击。文献[19]围绕系统运行的经济性，建立HMG优化模型，以实现总运行成本最低。文献[20]则结合需求响应，提出了基于日前鲁棒优化与日内模型预测控制的多时间尺度能量管理方法，以实现HMG能量调度的经济最优化。尽管上述研究在不同场景下提出了有效的能量管理策略，但主要聚焦于稳态运行工况，对故障期间的紧急支撑与安全控制考虑不足。

HMG通常通过变压器刚性接入中高压配电网，缺乏短路故障阻隔与电压控制能力，易受不平衡、谐波及冲击负荷的影响，同时配电网的电压暂降、暂升等短时故障对HMG的安全稳定运行构成严重威胁^[21]。现有文献在探讨HMG功率协调控制策略时，大多仅考虑了正常配电网情况下的有效性，而忽视了配电网故障工况下HMG的故障阻隔能力。针对此问题，部分研究已提出解决方案。文献[22]在低压配电网异常时，通过引入串联变压器的新型HMG拓扑结构，提出了考虑变流器间相互作用的协调控制策略，增强了故障穿越能力。文献[23]针

对多模式HMG，设计了分散的双向电压支撑控制策略，确保了孤岛模式下的不间断交直流电压供应。文献[24]提供了交流电压不平衡期间的灵活控制机制，减轻了故障影响。文献[25]通过统一控制结构协调不同模式下双向互联变流器的控制目标，提高了系统可靠性。以上研究虽然在配电网故障工况下能够维持母线电压的恒定来保证HMG安全稳定运行，但现有的在配电网故障工况下的HMG功率协调控制策略较为复杂，并且在检测到配电网故障时，通常将HMG与配电网断开连接形成孤岛运行，不利于HMG可持续运行。

为解决以上问题，本文综合考虑稳态运行与故障工况，提出一种基于混合变压器(hybrid transformer, HT)互联的交直流微电网(hybrid transformer-interconnected HMG, HT-HMG)及其多模态协调控制策略，保障源荷不确定下HMG的安全稳定运行与资源高效利用。本文设计了HT-HMG拓扑结构，通过集成新型结构工频变压器(line-frequency transformer, LFT)与多功能变流器(multifunction converter, MFC)，避免了额外串联变压器等设备的需求，降低了设备制造成本。根据配电网的运行工况，将HT-HMG系统划分为并联模式、串联模式和孤岛模式，并以HT为调控核心，构建了HMG的“正常-故障”分区分层控制体系。从多时间尺度角度出发，本文提出了多运行模态下的能量管理优化策略和功率协调控制策略：针对稳态运行工况，设计了以最大化运行收益为目标的能量管理优化策略，提升了HMG运行的经济性；针对故障运行工况，提出了基于HT紧急电压支撑的功率协调控制策略，在变压器节点阻隔配电网故障，维持低压交流母线电压的恒定，增强了HMG运行的安全性；针对严重故障情况，HMG转为孤岛模式运行，引入每小时失负荷量作为变量，以最小化系统失负荷量为目标进行优化求解，尽可能保障孤岛运行期间的重要负荷不发生失电。

1 HT-HMG系统拓扑架构及运行方式

HT-HMG的拓扑结构与系统的运行密切相关，本文研究的HT-HMG系统拓扑架构如图1所示，由新型三柱三绕组LFT、MFC、互联变流器(interlinking converter, ILC)，双向开关 K_1 、 K_2 、 K_3 和 K_4 ，交流微电网、直流微电网组成。其中，交流微电网由交流母线、交流负荷、交流分布式电源构成；直流微电网由直流母线、直流负荷、单双向DC/DC变流器、直流分布式电源、储能装置构成。新型LFT高压侧通过双向开关 K_1 接入电网，低压

侧连接低压交流母线,通过 ILC 接至低压直流母线;串联绕组侧通过双向开关 K_3 连接 MFC, 直流端口连接至低压直流母线,此外, MFC 交流侧还通过双向开关 K_2 连接至低压交流母线,通过切换开关 K_2 和 K_3 位置实现 MFC 不同功能。交流分布式电源连接至交流母线,直流分布式电源通过单向 DC/DC 变流器连接到直流母线,储能装置通过双向 DC/DC 变流器与直流母线相连,直流负荷与交流负荷分别与直流母线和交流母线相连。

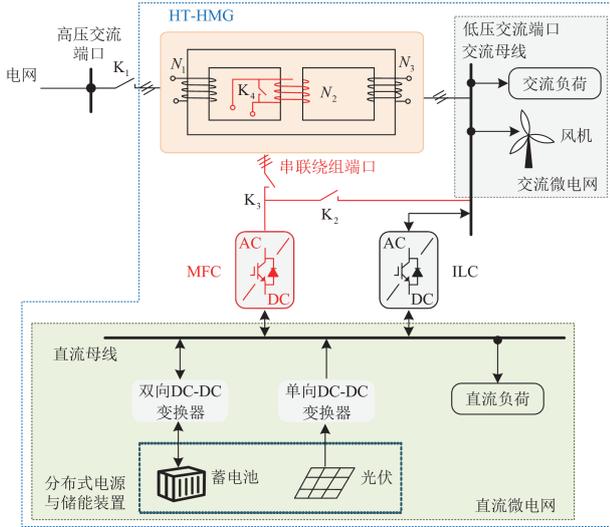


图 1 HT-HMG 系统结构

Fig. 1 Architecture of the proposed HT-HMG

根据配电网侧的运行状况控制双向开关 K_1 、 K_2 、 K_3 、 K_4 的开闭状态,可以实现 HT-HMG 多种运行模式的切换。HT-HMG 的运行模式可在并网运行模式和孤岛模式下进行切换,其中,并网运行模式包括并联模式和串联模式。当配电网在稳态工况时,HT-HMG 运行在并联模式。在该模式下,双向开关 K_1 、 K_2 、 K_4 闭合, K_3 打开,MFC 连接至新型 LFT 的低压绕组。此时,MFC 和 ILC 共同实现交、直流微电网之间的功率交互。当配电网在故障工况时,HT-HMG 运行在串联模式。在该模式下,双向开关 K_1 、 K_3 闭合, K_2 、 K_4 打开,MFC 连接至串联绕组,MFC 通过对串联绕组的主动电压控制进行电压补偿,支撑低压交流母线电压,使其维持在额定值,从而减小配电网故障对 HMG 的影响,实现故障阻隔。当运行于并网工况时,电网与储能装置共同提供风光等分布式电源与交直流负荷的差额功率和波动功率。当故障程度超过 HT-HMG 系统可承受能力时,HT-HMG 运行在孤岛模式,开关 K_1 、 K_3 、 K_4 打开, K_2 闭合,此时失去与电网的功率交

互。在孤岛模式,风光发电与交直流负荷的功率差额仅由储能装置提供。

HT-HMG 在并联模式下的功率流动如图 2 所示,交流负荷优先由交流分布式电源供电,直流负荷由直流分布式电源进行供电,MFC 和 ILC 共同承担交、直流微电网间的功率交互,储能装置用于平抑功率波动及削峰填谷,当整个微网出现功率盈亏时,可与电网进行功率交互。根据 HT-HMG 结构及运行特点等因素,将 HT-HMG 运行时的功率流动按优先级划分为 4 层:1) 交流微电网和直流微电网的分布式电源优先为交直流负荷供电,以满足各子微网内负荷需求,实现子微网内功率自平衡;2) 交流微电网与直流微电网通过 MFC 和 ILC 进行功率交互,实现功率互平衡;3) 利用储能充放电平抑区域间功率互平衡后剩余的功率波动;4) HT-HMG 与电网进行功率交互,进一步平抑功率波动。

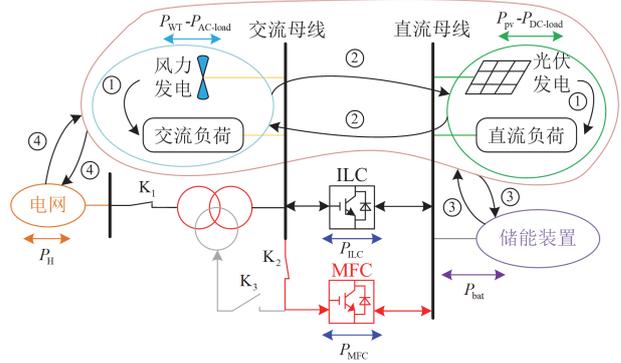


图 2 HT-HMG 在并联模式下的功率流动

Fig. 2 Power flow of HT-HMG in shunt mode

HT-HMG 在串联模式下的功率流动如图 3 所示,当电网发生故障,MFC 能够通过串联绕组注入补偿电压进行支撑,可以将交流母线电压维持在额定值,从而阻隔电网故障对 HMG 的影响,达到故障阻隔的目的。在实现故障阻隔后,HT-HMG 运行时的功率流动优先级同并联模式下相同,维持 HT-HMG 系统内功率平衡。

HT-HMG 在孤岛模式下的功率流动如图 4 所示,在孤岛模式下不与电网进行功率交互,此时储能装置、分布式电源、负荷需要保持功率平衡,且只有储能装置和分布式电源共同向重要的交直流负荷提供能量支持,应尽可能保障重要负荷在孤岛期间不会失电并且提高分布式电源的利用率,确保 HT-HMG 的长期稳定运行。功率流动仍先由交直流微电网各自的分布式电源向负荷提供,再通过 MFC 和 ILC 实现交流和直流微电网之间的功率交互,之

后存在的盈缺功率由储能装置充放电来调节。若储能装置充放电达到荷电状态上下限，由于失去与电网功率交互，此时需弃风弃光或中断负荷。

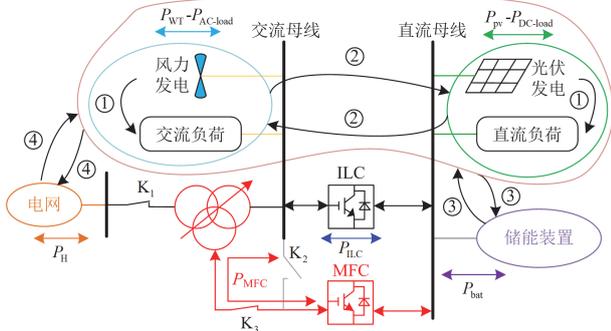


图3 HT-HMG在串联模式下的功率流动
Fig. 3 Power flow of HT-HMG in series mode

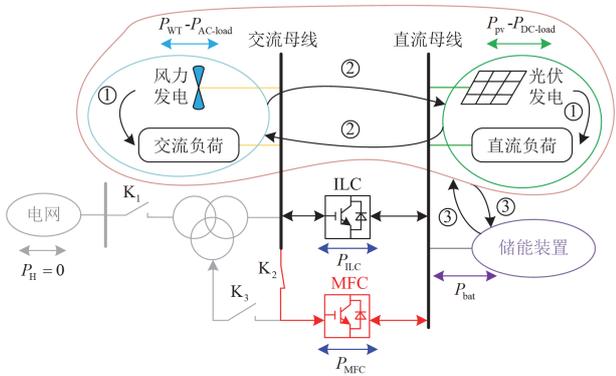


图4 HT-HMG在孤岛模式下的功率流动
Fig. 4 Power flow of HT-HMG in island mode

通过上述功率流分析可知，HT-HMG在并网状态下能够与外部电网实现灵活的能量双向交互；而在与外部电网断开连接时，HT-HMG能自主实现内部源-储-荷的功率平衡。HT-HMG可以根据自身实际运行需求确定最佳能量管理优化策略，从而达到最优效果。在满足各项约束指标的条件下，优先满足HT-HMG内部负荷需求，实现新能源出力消纳及功率平衡，在此基础上与电网进行能量交互，在能量不足或电价较低时，则考虑向电网购电；在能量过剩或电价较高时，可考虑向电网售电，以利用电价机制获取经济效益。

2 HT-HMG各子系统数学模型

HT-HMG由HT、储能装置以及光伏发电、风力发电等分布式电源子系统组成。由于各子系统具备不同的运行特性，在开展能量管理优化策略研究之前，有必要分别对其建立相应的数学模型，并分析运行特性。

2.1 HT数学模型

建立HT数学模型的关键在于准确反映LFT与MFC之间的集成关系。因此，模型构建的重点在于对新型LFT与MFC的数学建模。

HT由新型LFT、MFC和双向开关组成，其中新型LFT通过Dyyn11连接。为了简化分析过程，本文在理想条件下分析单相LFT中各绕组之间的耦合关系，所采用的新型三柱三绕组LFT单相结构如图5(a)所示，包括铁芯、高压绕组 N_H 、串联绕组 N_S 和低压绕组 N_L 。高压绕组、串联绕组和低压绕组的 x 相($x=a,b,c$)电压和电流分别为 u_{Hx} 和 i_{Hx} ， u_{Sx} 和 i_{Sx} ， u_{Lx} 和 i_{Lx} ； Φ_{Hmx} 、 Φ_{Smx} 和 Φ_{Lmx} 分别为高压、串联、低压绕组的主磁通； $\Phi_{H\delta x}$ 、 $\Phi_{S\delta x}$ 和 $\Phi_{L\delta x}$ 分别为高压、串联、低压绕组的漏磁通。

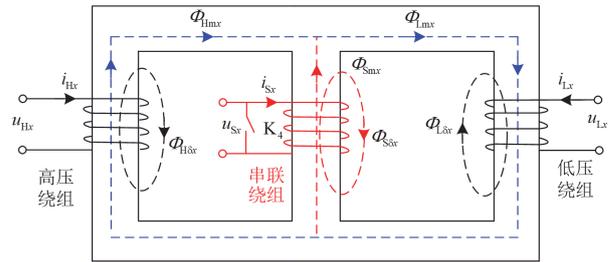
根据基尔霍夫磁动势定律可得高压、串联和低压绕组的磁动势约束关系为

$$F_{Hx} = F_{Sx} = -F_{Lx} \quad (1)$$

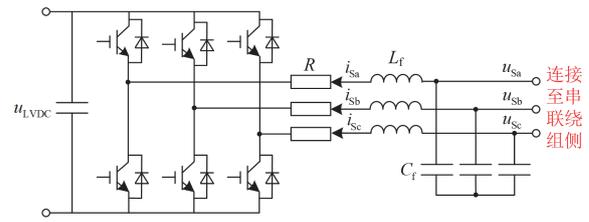
$$N_H i_{Hx} = N_S i_{Sx} = -N_L i_{Lx} \quad (2)$$

根据基尔霍夫磁通量定律和法拉第电磁感应定律有

$$\Phi_{Hmx} + \Phi_{Smx} = \Phi_{Lmx} \quad (3)$$



(a) 三柱三绕组LFT单相结构



(b) MFC拓扑结构

图5 混合变压器数学模型

Fig. 5 Mathematical model of hybrid transformer

根据各绕组之间磁通量关系以及绕组端电压与绕组电动势之间的关系可得

$$u_{Hx}/N_H + u_{Sx}/N_S = u_{Lx}/N_L \quad (4)$$

由式(4)可知，三柱三绕组LFT的高压绕组、串联绕组和低压绕组是串联的，因此可以通过控制串联绕组的电压来调节低压绕组的电压。为简化分析，

将各绕组的匝数归一化为匝数 N , 即 $N_H = N_S = N_L = N$ 。则式(2)和式(4)中绕组电压与电流的关系可分别简化为

$$i_{Hx} = i_{Sx} = -i_{Lx} \quad (5)$$

$$u_{Hx} + u_{Sx} = u_{Lx} \quad (6)$$

与 LFT 串联绕组相连的 MFC 电路结构如图 5(b)所示, 可采用三相两电平拓扑结构, 由 6 个开关管和 LC 滤波器构成。 u_{Sa} 、 u_{Sb} 和 u_{Sc} 分别为 MFC 输出三相电压; i_{Sa} 、 i_{Sb} 和 i_{Sc} 分别为 MFC 流经滤波电感 L_f 的三相电流; u_{LVDC} 为低压直流母线电压。以变流器在 dq 坐标系下为例建立数学模型, 如式(7)所示。

$$\begin{cases} u_d = Ri_d + L_f \frac{di_d}{dt} + \omega Li_q \\ u_q = Ri_q + L_f \frac{di_q}{dt} - \omega Li_d \end{cases} \quad (7)$$

式中: u_d 和 u_q 分别为 MFC 输出三相电压在 dq 坐标系下的电压分量; i_d 和 i_q 分别为 MFC 流经滤波电感的三相电流在 dq 坐标系下的电流分量。

2.2 储能装置模型

由于光伏和风机出力具有随机波动性、不确定性和间歇性, 会对 HMG 的持续稳定运行造成一定的冲击, 因此, 通常在系统中接入储能装置可有效地平抑这种波动, 同时可对系统负荷提供短时电力供应, 从而保证 HT-HMG 的安全稳定运行。储能装置系统根据用电负荷、可再生能源发电、分时电价等因素规划电能的使用, 以减少电能成本。储能装置的荷电状态(state of charge, SOC)表示剩余电荷的可用状态, 反映储能装置剩余可用容量占总容量的比例。根据充、放电工况的不同, 可以建立本文所采用的储能装置中蓄电池的充放电数学模型^[26], 如式(8)所示。

$$\begin{cases} S_{bat}(t+1) = S_{bat}(t) - \frac{P_{bat}(t)\eta_{bat-ch}\Delta t}{E_{batN}}, P_{bat}(t) \leq 0 \\ S_{bat}(t+1) = S_{bat}(t) - \frac{P_{bat}(t)\Delta t}{E_{batN}\eta_{bat-disch}}, P_{bat}(t) > 0 \end{cases} \quad (8)$$

式中: $S_{bat}(t)$ 为储能装置在 t 时段的荷电状态; E_{batN} 为额定容量; $P_{bat}(t)$ 为 t 时段蓄电池的充放电功率, 其为负值表示充电, 为正值表示放电; Δt 为时间间隔; η_{bat-ch} 、 $\eta_{bat-disch}$ 分别为充、放电效率, $\eta_{bat-ch} \in (0,1]$, $\eta_{bat-disch} \in (0,1]$ 。

2.3 光伏发电系统数学模型

分布式光伏发电系统应用于能量管理优化, 不仅能够有效降低用户用能成本, 还能减少对电网的

依赖, 提升整体经济效益。其基本原理是分布式光伏发电系统利用光伏效应将太阳能转化为电能, 光伏发电系统的输出功率与其额定功率、辐射强度和环境温度等因素有关, 考虑输出功率具有波动性, 受外界环境条件影响较大, 可简化光伏发电系统输出功率的数学模型^[27], 如式(9)所示。

$$P_{pv}(t) = P_{pvN} \cdot \frac{G_C}{G_{STC}} (1 + k(T_C - T_{STC})) \quad (9)$$

式中: $P_{pv}(t)$ 为 t 时段单个光伏电池的发电功率; P_{pvN} 表示太阳辐照强度为 1 kW/m^2 、电池表面温度为 $25 \text{ }^\circ\text{C}$ 时光伏发电的额定输出功率; G_{STC} 为标准条件下的光辐射强度, 通常取 1 kW/m^2 ; G_C 为实际太阳辐射强度; k 为功率温度系数; T_C 为实际光伏板的温度; T_{STC} 为标准条件下的光伏电池的表面温度, 一般取 $25 \text{ }^\circ\text{C}$ 。

2.4 风力发电系统数学模型

风机在 t 时段的输出功率与风速有关, 根据风速的不同可将风机的输出功率划分为 4 个工作区域。无功率工作区: 风速小于切入风速, 风机处于停机状态; 部分功率工作区: 风速介于切入风速与额定风速之间, 风机输出功率小于额定功率, 随着风速变化而发生改变; 额定功率工作区: 风速介于额定风速与切出风速之间, 风电机组输出功率等于额定功率, 不再随着风速变化而发生改变; 限功率工作区: 风速大于切出风速, 风机不再出力以确保安全运行。风力发电机组的输出功率与风速的关系^[27]可以表示为

$$P_{WT}(t) = \begin{cases} 0, & v_i < v_{in} \\ P_{WTN} \cdot \frac{v_i^3 - v_{in}^3}{v_{WTN}^3 - v_{in}^3}, & v_{in} \leq v_i < v_{WTN} \\ P_{WTN}, & v_{WTN} \leq v_i < v_{out} \\ 0, & v_i \geq v_{out} \end{cases} \quad (10)$$

式中: $P_{WT}(t)$ 为 t 时段风电机组的发电功率; P_{WTN} 为风机的额定输出功率; v_{in} 、 v_{out} 、 v_{WTN} 和 v_i 分别为切入风速(m/s)、切出风速(m/s)、额定风速(m/s)和 t 时段风速(m/s)。

3 并离网多模态下协调控制策略

以经济性和安全性为目标可将并网协调控制策略分为峰谷套利和紧急电压支撑, 从多时间尺度出发, 提出多运行模式下的 HT-HMG 能量管理优化策略和功率协调控制策略: 对于稳态运行工况, 提出长时间尺度以最大化运行收益为目标的能量管理优化策略, 以提高 HMG 运行的经济性; 对于故障运

行工况, 提出基于 HT 紧急电压支撑的实时功率协调控制策略, 在变压器节点对配电网故障进行阻隔, 以提高 HMG 运行的安全性; 对于严重故障工况, 引入每小时的失负荷量作为变量, 提出以最小化失负荷量作为目标的优化求解方法, 以尽可能保障重要负荷在孤岛期间不会失电。

3.1 峰谷套利策略

在峰谷套利策略下能量管理系统的目标是在调度周期内保证最大化运行收益, 以此建立经济优化模型。具体而言, 运行收益由 HT-HMG 和电网之间的购售电交易费用、储能装置充放电期间的运行损耗成本以及风光分布式电源设备维护成本构成。

在并网运行条件下的能量管理中, HT-HMG 可根据实时电价与电网进行电量交易: 当电价较低时, 从电网购电; 当电价较高时, 将储存的多余电能回售给电网。通过这种方式, 实现削峰填谷、降低运行成本, 从而最大化运行收益。\$t\$ 时段 HT-HMG 和电网之间的购售电量交易费用为 \$C_{\text{grid-}t}\$。

$$\begin{cases} C_{\text{grid-}t} = C_{\text{buy-}t} + C_{\text{sell-}t} \\ C_{\text{buy-}t} = \sum_{i=1}^T m_{\text{buy}}(t) P_{\text{H}}(t) \Delta t \quad P_{\text{H}}(t) \geq 0 \\ C_{\text{sell-}t} = \sum_{i=1}^T m_{\text{sell}}(t) P_{\text{H}}(t) \Delta t \quad P_{\text{H}}(t) < 0 \end{cases} \quad (11)$$

式中: \$C_{\text{buy-}t}\$ 为购电费用; \$C_{\text{sell-}t}\$ 为售电费用; \$T\$ 为一个运行周期的总时段数; \$m_{\text{buy}}(t)\$、\$m_{\text{sell}}(t)\$ 分别为 \$t\$ 时段向电网购、售电价格(元/kWh); \$P_{\text{H}}(t)\$ 为 \$t\$ 时段 HT-HMG 与电网交互功率, 其为正值表示 HT-HMG 向电网购电, 为负值表示 HT-HMG 向电网售电。

储能系统在充放电期间的储能损耗成本为蓄电池的运行损耗成本 \$C_{\text{bat-}t}\$。

$$C_{\text{bat-}t} = \varepsilon_{\text{bat-op}} \sum_{i=1}^T |P_{\text{bat}}(t)| \Delta t \quad (12)$$

式中: \$\varepsilon_{\text{bat-op}}\$ 为 \$t\$ 时段蓄电池单位电量损耗成本系数。

HT-HMG 系统中的设备维护成本, 是在运行过程中随着光伏发电系统和风力发电系统中设备的使用而需要的额外维护成本, 维护成本与设备运行功率有关。设备维护成本 \$C_{\text{de-}t}\$ 为

$$C_{\text{de-}t} = \sum_{i=1}^T \alpha_{\text{WT}} n_{\text{WT}} P_{\text{WT}}(t) \Delta t + \sum_{i=1}^T \alpha_{\text{pv}} n_{\text{pv}} P_{\text{pv}}(t) \Delta t \quad (13)$$

式中: \$\alpha_{\text{WT}}\$ 和 \$\alpha_{\text{pv}}\$ 分别为风机、光伏组件的维护成本系数; \$n_{\text{WT}}\$、\$n_{\text{pv}}\$ 分别为风机、光伏组件的数量。

综上所述, 本文为实现最大化收益, 建立 HT-HMG 系统的目标函数 \$C_{\text{T0}}\$, 如式(14)所示。

$$\min C_{\text{T0}} = \min(C_{\text{grid-}t} + C_{\text{bat-}t} + C_{\text{de-}t}) \quad (14)$$

在运行过程中必须满足系统及各设备的一些运行约束条件, 这些条件是保证 HT-HMG 安全可靠和经济运行的重要保障, 本文基于目标函数构建的系列约束条件如下。

1) 为保证 HT-HMG 安全运行, 应保持系统内各单元功率平衡, 功率平衡约束为

$$\begin{aligned} P_{\text{H}}(t) + P_{\text{WT}}(t) + P_{\text{pv}}(t) + P_{\text{bat}}(t) = \\ P_{\text{AC-load}}(t) + P_{\text{DC-load}}(t) + \\ (1 - \eta_{\text{MFC}}) |P_{\text{MFC}}(t)| + (1 - \eta_{\text{ILC}}) |P_{\text{ILC}}(t)| \end{aligned} \quad (15)$$

式中: \$P_{\text{AC-load}}(t)\$、\$P_{\text{DC-load}}(t)\$ 分别为 \$t\$ 时段交流侧、直流侧负荷功率; \$\eta_{\text{MFC}}\$ 和 \$\eta_{\text{ILC}}\$ 分别为 MFC 和 ILC 的换流效率; \$P_{\text{MFC}}(t)\$ 和 \$P_{\text{ILC}}(t)\$ 分别为 MFC 和 ILC 在 \$t\$ 时段输入端运行功率, 当交互功率从直流子网流入交流子网时为正, 从交流子网流入直流子网时为负。考虑到 \$P_{\text{MFC}}(t)\$ 和 \$P_{\text{ILC}}(t)\$ 是双向的, 只要有功率流过换流器就会产生维护费用, 故对 \$P_{\text{MFC}}(t)\$ 和 \$P_{\text{ILC}}(t)\$ 取绝对值。

直流微电网中的功率平衡为

$$\Delta P_{\text{DC}}(t) = P_{\text{pv}}(t) - P_{\text{DC-load}}(t) \quad (16)$$

$$P_{\text{MFCtr}}(t) + P_{\text{ILCtr}}(t) = \Delta P_{\text{DC}}(t) + P_{\text{bat}}(t) \quad (17)$$

$$P_{\text{MFC}}(t) = \begin{cases} P_{\text{MFCtr}}(t) & P_{\text{MFCtr}}(t) \geq 0 \\ \frac{P_{\text{MFCtr}}(t)}{\eta_{\text{MFC}}} & P_{\text{MFCtr}}(t) < 0 \end{cases} \quad (18)$$

$$P_{\text{ILC}}(t) = \begin{cases} P_{\text{ILCtr}}(t) & P_{\text{ILCtr}}(t) \geq 0 \\ \frac{P_{\text{ILCtr}}(t)}{\eta_{\text{ILC}}} & P_{\text{ILCtr}}(t) < 0 \end{cases} \quad (19)$$

式中: \$\Delta P_{\text{DC}}(t)\$ 为直流微电网中的净功率; \$P_{\text{MFCtr}}(t)\$、\$P_{\text{ILCtr}}(t)\$ 分别为 MFC 和 ILC 的传输功率, 若其方向为正, 则功率从直流侧流向交流侧, 反之从交流侧流向直流侧。

交流微电网中的功率平衡约束为

$$\Delta P_{\text{AC}}(t) = P_{\text{WT}}(t) - P_{\text{AC-load}}(t) \quad (20)$$

$$P_{\text{H}}(t) = \begin{cases} -\Delta P_{\text{AC}}(t) - P_{\text{MFC}}(t) \eta_{\text{MFC}} - P_{\text{ILC}}(t) \eta_{\text{ILC}} \\ P_{\text{MFCtr}}(t), P_{\text{ILCtr}}(t) \geq 0 \\ -\Delta P_{\text{AC}}(t) - P_{\text{MFC}}(t) - P_{\text{ILC}}(t) \\ P_{\text{MFCtr}}(t), P_{\text{ILCtr}}(t) < 0 \end{cases} \quad (21)$$

式中: \$\Delta P_{\text{AC}}(t)\$ 为交流微电网中的净功率。

2) 当 HT-HMG 与电网存在功率交互时, 过大的交互功率会对配电网运行造成影响。为防止 HMG 中较大的功率倒送配电网, 影响其平稳运行, 须对 HMG 与配电网的交互功率进行约束。HT 高压绕组

端口容量约束为

$$|P_H(t)| \leq P_{H-\max}(t) \quad (22)$$

式中: $P_{H-\max}(t)$ 为高压绕组端口最大容量。

3) 同样为了保证安全稳定运行, 须对 HT 的串联绕组端口、低压绕组端口的容量进行约束, 如式(23)所示。

$$\begin{cases} |P_S(t)| \leq P_{S-\max}(t) \\ |P_L(t)| \leq P_{L-\max}(t) \end{cases} \quad (23)$$

式中: $P_S(t)$ 、 $P_L(t)$ 分别为 t 时段流经串联和低压绕组端口的有功功率; $P_{S-\max}(t)$ 、 $P_{L-\max}(t)$ 分别为串联和低压绕组端口的最大容量。

4) 考虑风机和光伏的发电功率可控, 须对风光发电功率进行约束, 各自发电功率不超过各时段的最大可输出功率^[27], 如式(24)所示。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{WT}(t) \leq P_{WT-\max}(t) \\ 0 \leq P_{pv}(t) \leq P_{pv-\max}(t) \end{cases} \quad (24)$$

式中: $P_{WT-\max}(t)$ 、 $P_{pv-\max}(t)$ 分别为风光最大可输出功率。

5) 为了防止储能系统中蓄电池过充过放而缩短有效使用寿命, 避免充放电功率过大, 影响 HMG 电力平衡, 需要对其荷电状态和充、放电功率进行约束, 如式(25)所示。

$$\begin{cases} S_{bat-\min} \leq S_{bat}(t) \leq S_{bat-\max} \\ -P_{bat-\max} \leq P_{bat}(t) \leq P_{bat-\max} \\ S_{bat-\text{start}} = S_{bat-\text{end}} \end{cases} \quad (25)$$

式中: $S_{bat-\min}$ 和 $S_{bat-\max}$ 分别为蓄电池允许的最小和最大荷电状态; $P_{bat-\max}$ 为蓄电池充放电最大功率; $S_{bat-\text{start}}$ 和 $S_{bat-\text{end}}$ 分别为蓄电池荷电状态的始、末值。

3.2 紧急电压支撑策略

在配电网故障运行工况下, HT-HMG 切换至电压补偿串联模式运行, 以提供紧急电压支撑。在该模式下, 可通过控制串联绕组电压来调节低压绕组的电压, 由 MFC 输出补偿电压, 以保证低压侧交流母线电压稳定, 不受故障影响。在配电网发生故障后, MFC 输出能够灵活调控的电压 u_{Sx} , 如式(26)所示。

$$u_{Sx} = U_{Sx} e^{j\theta_{Sx}} \quad (26)$$

式中: U_{Sx} 和 θ_{Sx} 分别为 MFC 输出电压的幅值和相位角。

图 6 为串联模式下 HT-HMG 相量图。图中, $U_{Hx-\text{pre}}$ 和 U_{Hx} 分别表示故障前后的电网电压幅值; $U_{Lx-\text{ref}}$ 为低压交流母线参考电压幅值; $\Delta\theta_x$ 为故障前后电网电压相角跳变; ϕ_{Lx} 为交流微电网的功率因

数角; δ_{optx} 为故障前电网电压与低压交流母线参考电压的相角偏差。

低压交流母线 x 相参考电压瞬时值 $u_{Lx-\text{ref}}$ 可表示为

$$u_{Lx-\text{ref}} = U_{Lx-\text{ref}} \sin(\omega t + m \cdot 2\pi/3 + \delta_{\text{optx}}) \quad (27)$$

式中: ωt 为电网相角; 当 x 分别为 a、b、c 相时, m 为 0、-1、1。

由式(6)和式(27)可知, MFC 输出的参考补偿电压 $u_{Sx-\text{ref}}$ 为

$$u_{Sx-\text{ref}} = u_{Lx-\text{ref}} - u_{Hx} \quad (28)$$

MFC 注入的有功功率 P_{MFC} 为

$$P_{\text{MFC}} = P_L - P_H = 0.5 \left(\sum_{x=a,b,c} U_{Lx} I_{Lx} \cos \varphi_{Lx} - \sum_{x=a,b,c} U_{Hx} I_{Hx} \cos(\varphi_{Lx} - \delta_{\text{optx}} + \Delta\theta_x) \right) \quad (29)$$

式中: U_{Lx} 、 I_{Lx} 分别为低压交流母线 x 相电压和电流幅值; φ_{Lx} 为 x 相功率因数角; U_{Hx} 、 I_{Hx} 分别为高压绕组 x 相电压和电流幅值。

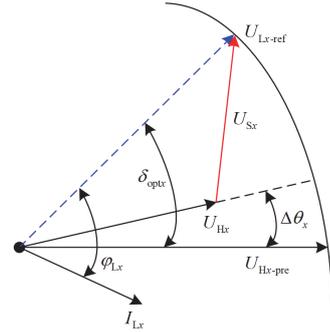


图 6 串联模式下 HT-HMG 相量图

Fig. 6 Phasor diagram of HT-HMG in series mode

由式(27)一式(29)和图 6 可知, 在不同电网故障条件下, MFC 能够输出补偿电压进行紧急电压支撑, 可以通过控制 MFC 输出电压的幅值 U_{Sx} 和相位角 θ_{Sx} , 来调节低压交流母线电压的幅值和相位角, 使低压交流母线电压维持在额定值, 将其控制为稳定的三相电压, 达到故障隔离的目的, 使低压交流母线电压不受配电网故障的影响。

当配电网发生故障导致交流母线电压跌落时, 若 MFC 为进行紧急电压支撑所需输出的功率未超过 HT 串联及低压绕组端口的容量范围, 则可保证低压交流母线电压不受故障影响。通过控制 MFC 输出, 可使低压交流母线电压维持在期望值, 实现故障阻隔并提升 HT-HMG 系统的运行安全性与可靠性。当配电网发生故障时, 若 MFC 进行紧急电压支撑所需输出功率超过 HT 串联及低压绕组端口

的容量范围,功率传输能力将受到限制,导致MFC输出功率无法完全用于电压支撑。此时,由于所需的支撑功率不足,将会导致低压交流母线电压偏离。在配电网侧发生故障且MFC进行电压补偿所需功率超过端口容量,导致低压交流母线电压偏移的紧急工况下,应将系统的安全与稳定运行作为首要任务。

母线电压偏移将导致交流微电网安全性能下降,此种情况下,选择电网侧电压跌落期间低压交流母线电压水平来反映交流微电网实时运行状态,以交流母线电压偏移量来构建目标函数。此时以低压交流母线电压偏离程度最小为目标,保证HT-HMG运行安全稳定,如式(30)所示。

$$\min F = \min \left(\begin{array}{l} m_1 \sum_{u_L(t) \in u_{ref1}} \frac{|u_L(t) - u_{ACn}|}{u_{ACn}} + \\ m_2 \sum_{u_L(t) \in u_{ref2}} \frac{|u_L(t) - u_{ACn}|}{u_{ACn}} \end{array} \right) \quad (30)$$

$$\begin{cases} u_{ref1} \in [0.95u_{ACn}, 1.05u_{ACn}] \\ u_{ref2} \notin [0.95u_{ACn}, 1.05u_{ACn}] \end{cases} \quad (31)$$

式中: $u_L(t)$ 为 t 时段的低压交流母线电压; u_{ACn} 为低压交流母线电压标准值; u_{ref1} 、 u_{ref2} 为不同母线电压区间范围,由于发生严重电压跌落或抬升时,如电压跌落至 $0.2u_{ACn}$ 以下或抬升到 $1.5u_{ACn}$ 以上,切换为孤岛模式,故在此模式下注意设置 u_{ref2} 应大于 $0.2u_{ACn}$ 且小于 $1.5u_{ACn}$; m_1 、 m_2 分别对应不同母线电压区间范围的偏离权重系数,二者取值范围在 0 到 1 之间,通常 $m_1 + m_2 = 1$,由于当低压交流母线电压运行在 $0.95 \sim 1.05$ p.u. 时,其运行状态较为稳定,考虑到越限后将严重危害 HT-HMG 安全运行,故将权重系数 m_2 设置的更高,本文 m_1 和 m_2 分别取 0.2 和 0.8。

3.3 孤岛运行策略

当电网故障超过 HT-HMG 可承受的范围时,如电网电压发生严重跌落甚至完全失电时,HT-HMG 将与电网断开,失去与电网的电能量交互形成孤网,即运行在孤岛模式,只能由分布式电源与储能装置实现供电,此时源-储-荷需要保持功率平衡。由于分布式电源的输出具有波动性,风光等分布式电源的发电功率通常难以实时匹配负荷需求。在该模式下,HT-HMG 的稳定运行在很大程度上依赖储能装置,且难以在离网状态下长时间维持运行。因此,应尽可能保障重要负荷在孤岛运行期间不断电,并提高分布式电源的利用效率。此时,需要考虑可中断负荷,引入每小时的失负荷量作为变量,孤岛运

行模式下以最小化失负荷量作为目标函数,如式(32)所示。

$$\min F = \min \sum_{t=1}^T P_{loss}(t) \quad (32)$$

式中: $P_{loss}(t)$ 为 t 时段中断负荷时的失负荷功率。

孤岛模式下对 HT-HMG 设置功率平衡约束,如式(33)所示。

$$\begin{cases} P_{WT}(t) + P_{pv}(t) + P_{bat}(t) \geq \\ P_{AC-load}(t) + P_{DC-load}(t) + P_{CV}(t) - P_{loss}(t) \\ P_{CV}(t) = (1 - \eta_{MFC})|P_{MFC}(t)| + (1 - \eta_{ILC})|P_{ILC}(t)| \\ P_{loss}(t) \geq 0 \end{cases} \quad (33)$$

此时,HT-HMG 不再与主网进行功率交互,其余约束条件与峰谷套利工况保持一致。

4 仿真结果分析

本文利用 MATLAB 中 YALMIP + CPLEX 进行优化问题的建模求解,根据实际需求定义目标函数和约束条件,以解决特定优化问题。本文选取典型日的 HMG 实际工程数据开展 HT-HMG 的经济安全运行分析,HT-HMG 系统结构见图 1。设备配置参数及各部分成本系数如下: $T = 24$ h; 风机配置的最大输出功率为 200 kW, $\alpha_{WT} = 0.02$ 元/kWh; 光伏配置的最大输出功率为 750 kW, $\alpha_{pv} = 0.01$ 元/kWh; 蓄电池容量为 1200 kWh,充放电最大功率 $P_{bat-max} = 600$ kW,初始 SOC 为 0.4,储能充放电效率为 0.95, $S_{bat-min} = 0.3$, $S_{bat-max} = 0.95$, $\varepsilon_{bat-op} = 0.05$ 元/kWh; MFC 和 ILC 换流效率均为 0.95,损耗成本系数 k_{MFC} 和 k_{ILC} 均为 0.02 元/kWh。

4.1 峰谷套利工况

在配电网稳态运行条件下,HT-HMG 以并联模式运行,采用峰谷套利策略。根据峰谷套利策略下能量管理系统以调度周期内最大化收益为目标进行优化求解,得到满足目标函数时 HT-HMG 中各子系统的功率运行情况如图 7 所示,蓄电池最大充放电功率及 SOC 值均满足仿真所设定的范围。并且 HT-HMG 在满足系统功率平衡的同时,还能在分时电价机制下降低运行成本、增加峰谷套利收益,从而提升运行经济性。

将分布式电源功率与负荷预测值作为预测变量固定值处理,不考虑其不确定性,根据历史数据得到 HMG 中间歇性分布式电源风力发电系统、光伏发电系统及交直流负荷的预测数据如图 8 所示。

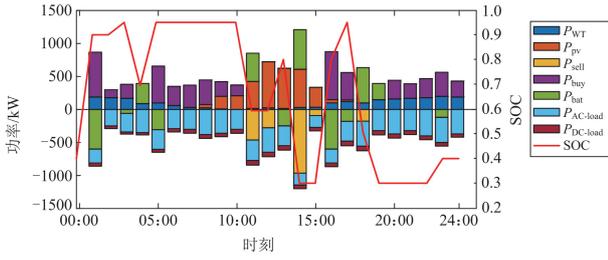
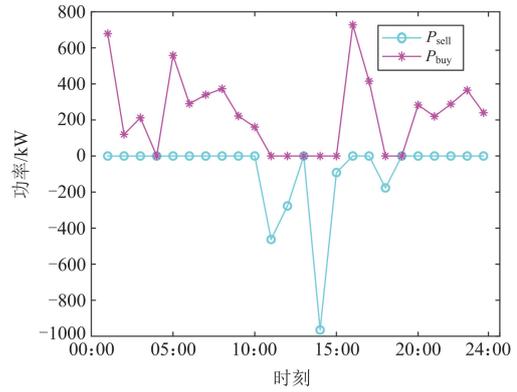


图 7 峰谷套利策略下 HT-HMG 中各子系统能量优化过程中功率输出情况

Fig. 7 Power output status of energy optimization process for various subsystems in HT-HMG in peak valley arbitrage mode



(b) HT-HMG与电网交互功率情况

图 9 分时购、售电价及 HT-HMG 与电网交互功率情况
Fig. 9 Time-of-use purchase and sale electricity prices and the interaction power between HT-HMG and the power grid

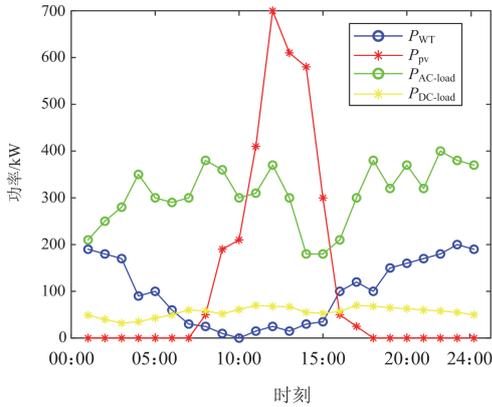
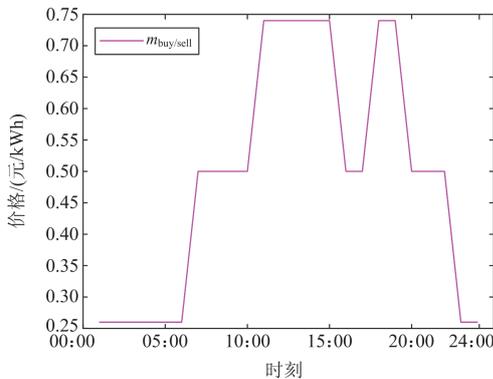


图 8 光伏发电系统出力情况、负荷所需功率

Fig. 8 Power output of wind and solar power generation system and power demand of loads

优化的调度时间间隔取 1 h, 将一天分为 24 个调度时段。分时购、售电价曲线如图 9(a)所示, 在 11:00—15:00 及 18:00—19:00 时段为峰时段电价, 07:00—10:00、16:00—17:00 及 20:00—22:00 时段为平时段电价, 01:00—6:00 及 23:00—24:00 时段为谷时段电价。HT-HMG 与电网交互功率情况如图 9(b)所示, 01:00—10:00 及 16:00—24:00 为 HMG 向配电网购电, 11:00—15:00 及 18:00—19:00 为 HMG 向配电网售电。



(a) 分时购、售电价

由于 HMG 内分布式电源的输出功率并不能满足负荷需求, 因此 HMG 在多数时间都处于向配电网购电的状态。在 11:00—15:00 时段内光伏发电较多, 满足交、直流负荷需求, 并且电网电价也同时处于峰时段电价, 18:00—19:00 为峰时段电价, 故两个时段将多余发电量向电网出售是 HMG 经济运行的最优策略。同时, 结合上述优化结果发现, 在电价处于谷时电价状态, HT-HMG 的购电量会大于实际的实时负荷需求, 这是因为此时的电价处于谷时电价状态, 此时将多余的购入电量存入蓄电池中, 再等到电价峰时或平时且分布式电源不能满足负荷需求时当作电源向负荷供电, 以补充当时的用电缺额, 与分布式发电单元实现了充分的互补, 不仅保证了 HT-HMG 的稳定运行, 提高可再生分布式能源发电率, 还能够降低运行费用, 增加峰谷套利收益, 提高经济性。

4.2 峰谷套利策略对比

为突出峰谷套利策略在降低运行成本、提升运行经济性方面的优势, 构建一个仅考虑实时功率平衡、未进行经济性优化的对比模型。将原峰谷套利策略中的目标函数设定为常数, 保持约束条件不变, 求解后对结果进行回验以计算运行成本。在功率平衡策略下, HT-HMG 各子系统的功率输出情况如图 10 所示。峰谷套利策略与功率平衡策略下的运行成本如表 1 所示, 成本差定义为功率平衡策略成本减去峰谷套利策略成本, 且该差值大于 0。这表明峰谷套利的能量优化策略具有明显优势, 能够有效降低运行成本, 实现收益最大化。

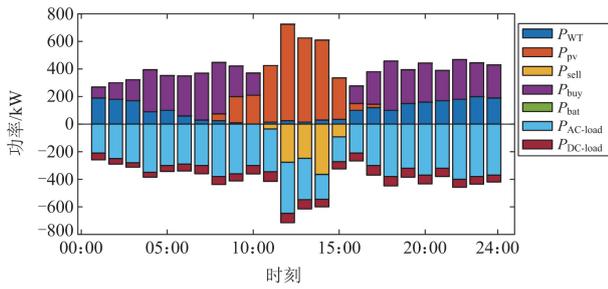


图 10 未考虑经济性的功率平衡策略下 HT-HMG 中各子系统功率输出情况

Fig. 10 Power output status for various subsystems in HT-HMG in power balance mode without considering economic feasibility

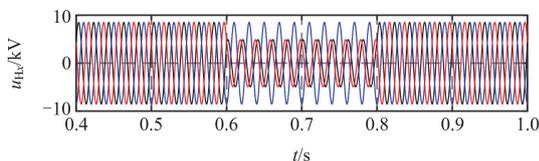
表 1 峰谷套利和功率平衡策略下的成本

Table 1 Costs in peak valley arbitrage mode and power balance mode

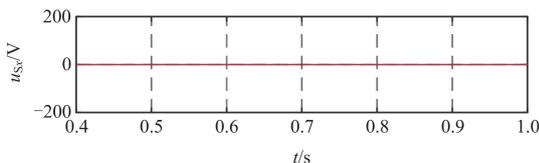
	峰谷套利策略	功率平衡策略	成本差
成本	772.53	1334.13	561.6

4.3 紧急电压支撑工况

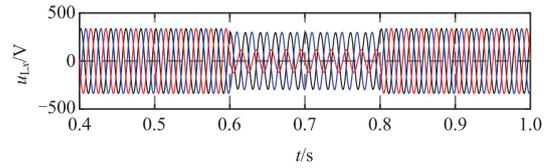
为了验证所提 HT-HMG 系统在配电网故障运行工况下实现紧急电压补偿支撑使低压交流母线电压不受电网故障影响的可行性,在 MATLAB/ Simulink 平台搭建了图 1 所示的 HT-HMG 系统。配电网故障运行工况下,如图 11(a)、图 12(a)所示,仿真设定在 0.6 s 发生短路接地故障,0.8 s 故障移除。若无 MFC 进行电压支撑时,低压交流母线电压受到配电网故障影响,发生电压跌落,如图 11(c)所示。当采用 MFC 进行电压支撑时,MFC 会注入补偿电压以支撑母线电压,如图 12(b)所示。在此情况下,低压交流母线电压能够始终维持在额定值,并保持三相平衡的正弦波形,如图 12(c)所示,并将故障隔离时间压缩至 1 个周波内,确保了低压交流微电网电压不受配电网故障扰动影响,维持低压交流母线电压稳



(a) 电网三相电压波形



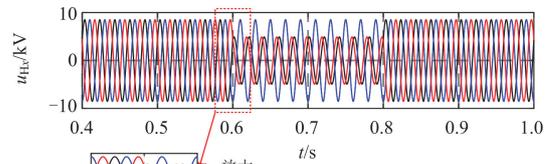
(b) MFC输出的三相电压波形



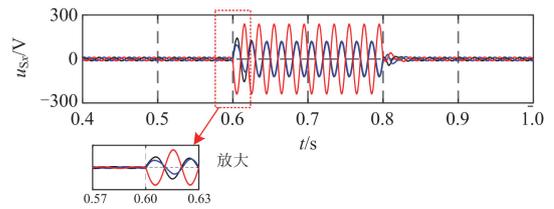
(c) 低压交流母线三相电压波形

图 11 配电网故障工况无 MFC 电压支撑下各端口电压的动态仿真波形

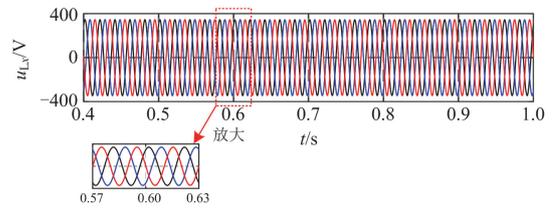
Fig. 11 Dynamic simulation waveforms of voltage at each port under fault condition in distribution network without MFC voltage support



(a) 电网三相电压波形



(b) MFC输出的三相电压波形



(c) 低压交流母线三相电压波形

图 12 配电网故障工况有 MFC 电压支撑下各端口电压的动态仿真波形

Fig. 12 Dynamic simulation waveforms of voltage at each port under fault condition in distribution network with MFC voltage support

定,实现了配电网故障阻隔。

4.4 孤岛运行工况

当电网故障超过 HT-HMG 的承受范围时,系统将切换至孤岛模式运行。在该模式下,需要考虑可中断负荷,并将每小时的失负荷量作为变量,引入以最小化失负荷量为目标函数的优化模型。满足该目标函数时,HT-HMG 各子系统的功率输出情况如图 13 所示。

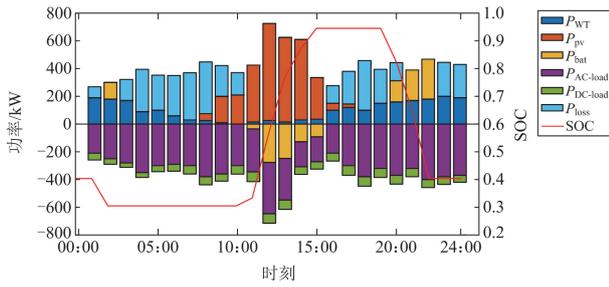


图 13 孤岛模式下 HT-HMG 中各子系统能量优化过程中功率输出情况

Fig. 13 Power output status of energy optimization process for various subsystems in HT-HMG in island mode

在能量优化过程中, 风光分布式电源的出力情况及交直流负荷所需功率与峰谷套利工况下保持一致, 具体如图 8 所示。在脱离电网的孤岛模式下, 风光分布式电源与交直流负荷之间的功率差额由储能装置进行补偿。此时, 应尽可能保障重要负荷在孤岛期间不会失电, 并且提高分布式电源的利用率。当分布式电源优先满足负荷供电后, 若其出力不足以满足负荷需求, 为实现失负荷量最小化, 储能装置将通过放电补充缺额功率; 反之, 当分布式电源出力超过负荷需求时, 储能装置则通过充电吸收多余功率。

4.5 孤岛运行工况对比

为了突出 HT-HMG 孤岛运行模式在减少失负荷量方面的优势, 搭建了一个仅考虑实时功率平衡、未进行最小失负荷量优化的对比模型。采用功率平衡策略时, HT-HMG 各子系统的功率输出情况如图 14 所示。所提的孤岛运行策略与功率平衡策略下的失负荷量分别列于表 2, 且失负荷量差值大于 0, 表明所提策略的失负荷量明显低于功率平衡策略, 证

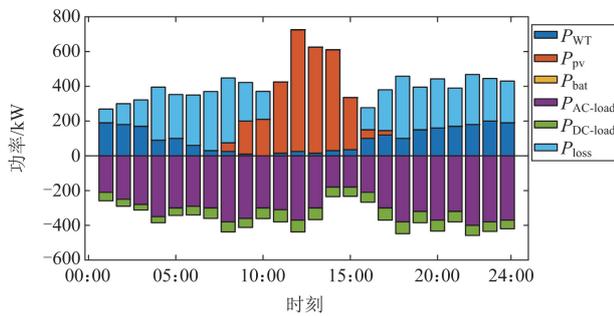


图 14 未考虑最小失负荷量的功率平衡策略下 HT-HMG 中各子系统功率输出情况

Fig. 14 Power output status of various subsystems in HT-HMG in power balance strategy without considering minimum load loss

表 2 所提孤岛运行策略和功率平衡策略下的失负荷量对比

Table 2 Loss of load in the proposed island mode and power balance strategies

	kW		
	本文运行策略	功率平衡策略	失负荷量差
失负荷量	3756	4536	780

明了本文提出的孤岛模式下最小失负荷能量管理策略的有效性, 尽可能保障了重要负荷在孤岛期间的供电连续性, 降低了失负荷量。

5 结论

本文综合考虑稳态运行与故障工况双重场景, 提出一种 HT-HMG 多模态协调控制策略。通过建立典型运行场景的仿真模型, 验证了所提 HT-HMG 多模态协调控制策略的有效性和适用性, 主要研究结论如下。

构建了基于 HT 的 HT-HMG 拓扑架构。通过三柱三绕组工频变压器集成 MFC, 降低设备制造成本。仿真结果表明, 该拓扑结构在配电网故障工况下可实现动态电压支撑与故障阻隔。

提出了“正常-故障”协同的分区分层控制体系。基于配电网运行状态, 通过双向开关的时序控制, 实现 HT-HMG 系统在并联模式、串联模式和孤岛模式间的无缝切换。

构建了多时间尺度协同优化控制策略。在稳态工况下, 建立考虑电价时段与分布式电源波动的两阶段优化模型, 通过峰谷套利能量优化实现运行收益最大化; 在故障工况下, 提出基于 HT 紧急电压支撑的功率协调控制策略, 将故障隔离时间压缩至 1 个周波内, 维持 HMG 交直流母线电压稳定在额定值; 针对严重故障场景, 引入小时级失负荷量化指标, 构建孤岛模式下的目标优化模型, 可降低失负荷量。

参考文献

- [1] 和萍, 刘鑫, 宫智杰, 等. 高比例可再生能源电力系统源荷储联合调峰分层优化运行[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(18): 112-122.
HE Ping, LIU Xin, GONG Zhijie, et al. Hierarchical optimization operation model for joint peak-load regulation of source-load-storage in a high proportion of renewable energy power system[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(18): 112-122.
- [2] 张兴, 战祥对, 吴孟泽, 等. 高渗透率新能源发电并网逆变器跟网/构网混合模式控制综述[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(21): 1-15.

- ZHANG Xing, ZHAN Xiangdui, WU Mengze, et al. Review on grid-following/grid-forming hybrid mode control for grid-connected converter in high penetration rate of renewable energy generation[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2024, 48(21): 1-15.
- [3] 贺愷, 郭罗权, 谭庄熙, 等. 高比例新能源电网中储能调频死区优化设定控制策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(18): 65-75.
- HE Li, GUO Luoquan, TAN Zhuangxi, et al. Improved dead zone setting of a frequency regulation strategy for energy storage with high penetration of RESs[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(18): 65-75.
- [4] 郭峰, 王悦, 陆鑫, 等. 含高比例风电的新型电力系统的经济运行及储能配置[J]. *智慧电力*, 2023, 51(11): 76-82.
- GUO Feng, WANG Yue, LU Xin, et al. Economic operation and energy storage configuration of new power system with high penetration of wind power[J]. *Smart Power*, 2023, 51(11): 76-82.
- [5] 刘林鹏, 朱建全, 陈嘉俊, 等. 基于柔性策略-评价网络的微电网源储协同优化调度策略[J]. *电力自动化设备*, 2022, 42(1): 79-85.
- LIU Linpeng, ZHU Jianquan, CHEN Jiajun, et al. Cooperative optimal scheduling strategy of source and storage in microgrid based on soft actor-critic[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2022, 42(1): 79-85.
- [6] KESAVAN P K, SUBRAMANIAM U, ALMAKHLES D J, et al. Modelling and coordinated control of grid connected photovoltaic, wind turbine driven PMSG, and energy storage device for a hybrid DC/AC microgrid[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2024, 9(1): 154-167.
- [7] 李忠文, 李沛阳, 程志平, 等. 孤岛模式下交直流混合微电网互联变流器新型控制策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(21): 50-59.
- LI Zhongwen, LI Peiyang, CHENG Zhiping, et al. A novel control strategy for an interlinking converter in an islanded hybrid AC/DC microgrid[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(21): 50-59.
- [8] 杨帆, 曹九宙, 叶灵玥, 等. 基于增量成本的交直流混合微电网分级分布式控制策略[J]. *电力系统自动化*, 2024, 48(18): 199-207.
- YANG Fan, CAO Jiuzhou, YE Lingyue, et al. Incremental cost based hierarchical distributed control strategy for AC/DC hybrid microgrid[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2024, 48(18): 199-207.
- [9] 张育炜, 肖迁, 穆云飞, 等. 考虑频率与电压越限风险的孤岛微电网群分层协调控制策略[J]. *电力系统自动化*, 2025, 49(5): 99-108.
- ZHANG Yuwei, XIAO Qian, MU Yunfei, et al. Hierarchical coordinated control strategy of islanded microgrid cluster considering frequency and voltage limit violation risk[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2025, 49(5): 99-108.
- [10] 郭国栋, 徐倩雯, 龚雁峰. 考虑需求响应的互联交直流混合微电网的分布式经济调度模型[J]. *电测与仪表*, 2023, 60(5): 116-125, 153.
- GUO Guodong, XU Qianwen, GONG Yanfeng. A distributed economic dispatching model for networked hybrid AC/DC microgrids considering demand response[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2023, 60(5): 116-125, 153.
- [11] 张运, 姜望, 张超, 等. 基于储能荷电状态的主从控制微电网离网协调控制策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(4): 180-187.
- ZHANG Yun, JIANG Wang, ZHANG Chao, et al. Off-grid coordinated control strategy of a master/slave control microgrid based on the state of charge of energy storage[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(4): 180-187.
- [12] ROY T K, GHOSH S K, SAHA S. Robust backstepping global integral terminal sliding mode controller to enhance dynamic stability of hybrid AC/DC microgrids[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2023, 8(1): 139-151.
- [13] 刘泽健, 杨苹, 林旭, 等. 基于海上风力发电机组中虚拟飞轮储能系统的频率支撑协调控制策略[J]. *智慧电力*, 2024, 52(2): 101-107.
- LIU Zejian, YANG Ping, LIN Xu, et al. Coordination control strategy for frequency support based on virtual flywheel energy storage system in offshore wind turbines[J]. *Smart Power*, 2024, 52(2): 101-107.
- [14] 李震, 李庆生, 张裕, 等. 一种基于数字孪生的虚拟同步机与静止同步补偿器优化协调控制策略研究[J]. *智慧电力*, 2024, 52(2): 115-122.
- LI Zhen, LI Qingsheng, ZHANG Yu, et al. A digital twin-based optimal coordinated control strategy for virtual synchronous generator and STATCOM[J]. *Smart Power*, 2024, 52(2): 115-122.
- [15] NÚÑEZ R R A, POSADA J, UNSIHUAY-VILA C, et al. Review of smart transformer-based meshed hybrid microgrids: shaping, topology and energy management systems[J]. *IEEE Access*, 2023, 11: 130165-130185.
- [16] 梁海峰, 金建澎, 叶亚中. 考虑多重不确定性的交直流混合微电网多目标优化运行[J]. *华北电力大学学报(自然科学版)*, 2023, 50(2): 10-21.
- LIANG Haifeng, JIN Jianpeng, YE Yazhong. Multi-objective optimal operation of hybrid AC/DC microgrid

- considering multiple uncertainty[J]. Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition), 2023, 50(2): 10-21.
- [17] 张冬生, 刘洪, 李朝锋. 基于数字孪生的混合微电网多目标优化调度[J]. 太阳能学报, 2025, 46(2): 184-192. ZHANG Dongsheng, LIU Hong, LI Chaofeng. Digital twin-based multi-objective optimal scheduling for hybrid microgrids[J]. Acta Energiac Solaris Sinica, 2025, 46(2): 184-192.
- [18] 梁海峰, 徐力, 杨鹏伟, 等. 考虑需求响应的交直流微电网多时间尺度随机优化调度[J]. 华北电力大学学报(自然科学版), 2025, 52(3): 21-31. LIANG Haifeng, XU Li, YANG Pengwei, et al. Multi-time-scale stochastic optimal scheduling of AC-DC hybrid microgrid considering demand response[J]. Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition), 2025, 52(3): 21-31.
- [19] 马汝祥, 周洪益, 邵林, 等. 计及可中断负荷的交直流混合微电网运行优化研究[J]. 供用电, 2021, 38(10): 97-106. MA Ruxiang, ZHOU Hongyi, SHAO Lin, et al. Study on operation optimization of AC/DC hybrid microgrid with interruptible load[J]. Distribution & Utilization, 2021, 38(10): 97-106.
- [20] ZHANG Jing, QIN Dian, YE Yongchun, et al. Multi-time scale economic scheduling method based on day-ahead robust optimization and intraday MPC rolling optimization for microgrid[J]. IEEE Access, 2021, 9: 140315-140324.
- [21] 王浩, 聂晶莹, 李斌, 等. 电网电压不平衡下交直流混合微电网互联接口变换器分数阶滑模控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(16): 94-103. WANG Hao, NIE Jingying, LI Bin, et al. Fractional order sliding mode control strategy of AC/DC hybrid microgrid interconnection interface converter under grid voltage imbalance[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(16): 94-103.
- [22] DU Y, SUN H D, ZHENG C. Operation and coordination control scheme of an enhanced AC-DC hybrid microgrid under abnormal distribution network[J]. IET Power Electronics, 2023, 16(7): 1156-1168.
- [23] YANG P, YU M, WU Q, et al. Decentralized bidirectional voltage supporting control for multi-mode hybrid AC/DC microgrid[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(3): 2615-2626.
- [24] FARAG A Y, BIADENE D, MATTAVELLI P, et al. Three-phase four-wire step-down modular converter for an enhanced interlinking in low-voltage hybrid AC/DC microgrids[J]. IEEE Open Journal of Power Electronics, 2024, 5: 634-647.
- [25] WANG J, DONG C, JIN C, et al. Distributed uniform control for parallel bidirectional interlinking converters for resilient operation of hybrid AC/DC microgrid[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2022, 13(1): 3-13.
- [26] WU J, XING X, LIU X, et al. Energy management strategy for grid-tied microgrids considering the energy storage efficiency[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2018, 65(12): 9539-9549.
- [27] ALLURAIHAH N C, VIJAYAPRIYA P. Optimization, design, and feasibility analysis of a grid-integrated hybrid AC/DC microgrid system for rural electrification[J]. IEEE Access, 2023, 11: 67013-67029.

收稿日期: 2025-02-14; 修回日期: 2025-06-17

作者简介:

赖锦木(1990—), 男, 副教授, 研究方向为电力电子技术
在电力系统中的应用、交直流配电网故障分析与保护等;

E-mail: laijinmu@zzu.edu.cn

尹昕(1986—), 男, 通信作者, 教授, 博士生导师,
研究方向为交直流配电网控制与保护等. E-mail: leoxinyin@
qq.com

(编辑 周金梅)