

基于双层博弈理论的差异化乡村多微能网协同功率调度策略

于鹤洋^{1,2}, 金鑫^{1,2}, 曹望璋^{1,2}, 潘廷哲^{1,2}, 刘斌³, 赵帅⁴

(1. 南方电网科学研究院, 广州 510663; 2. 广东省电网智能量测与先进计量企业重点实验室, 广州 510700; 3. 贵州电网有限责任公司电力科学研究院, 贵阳 550002; 4. 南方电网人工智能科技有限公司, 广州 510555)

摘要: 随着乡村可再生能源大规模接入, 这类能源受自然条件影响具有显著的随机性、间歇性, 不仅会导致电网功率波动加剧, 还可能引发接入点电压升高或降低、频率超限等问题, 影响用电设备正常工作以及电网的整体电能质量。针对上述问题, 提出了一种基于Stackelberg双层博弈理论的差异化多微能网协同功率调度策略。首先, 构建了包含高渗透率和中等渗透率两类乡村微能网的互补模型, 通过差异化配置燃气轮机装机容量实现电源结构优化。其次, 设计了包含可平移负荷、可转移负荷与可削减负荷的柔性负荷分级调节机制, 以提升系统灵活性, 为平抑功率波动提供了多层次调节手段。最后, 建立了基于Stackelberg双层博弈的“局部自治-网间互济”的调度策略, RT-LAB仿真实验表明, 相比单一负荷调节策略, 所提策略可再生能源出力的峰谷差降低5.6%。相比无网间互济策略, 系统运行成本降低22%。该方法为乡村振兴战略下的能源体系建设提供了有效方案。

关键词: 可再生能源; 多微能网调度; 双层博弈; 乡村; 协同功率调度

Bi-Level Game Theory-Based Collaborative Power Dispatch Strategy for Heterogeneous Rural Multi-Microgrids

YU Heyang^{1,2}, JIN Xin^{1,2}, CAO Wangzhang^{1,2}, PAN Tingzhe^{1,2}, LIU Bin³, ZHAO Shuai⁴

(1. Electric Power Research Institute, CSG, Guangzhou 510663, China; 2. Key Laboratory of Intelligent Measurement and Advanced Measurement Enterprises for Guangdong Power Grid, Guangzhou 510700, China; 3. Electric Power Research Institute, Guizhou Power Grid Co., Ltd., Guiyang 550002, China; 4. Southern Power Grid Artificial Intelligence Technology Co., Ltd., Guangzhou 510555, China)

Abstract: With the large-scale integration of rural renewable energy, such energy sources, influenced by natural conditions, exhibit significant randomness and intermittency. This not only exacerbates power grid fluctuations but may also triggers issues like voltage rise or drop at access points, frequency exceeding limits, and other problems, affecting the normal operation of electrical equipment and the overall power quality of the grid. To address the above challenges, a differentiated coordinated power dispatch strategy for multi-microgrids based on Stackelberg bi-level game theory is proposed. Firstly, a complementary model comprising two types of rural multi-microgrids—high-penetration and medium-penetration—is constructed. By differentially configuring the installed capacity of gas turbines, the power source structure is optimized. Secondly, a hierarchical flexible load regulation mechanism is designed, incorporating shiftable loads, transferable loads, and reducible loads, to enhance system flexibility and provide multi-level regulation means for mitigating power fluctuations. Finally, a "local autonomy-inter-grid mutual support" dispatch strategy is established based on the Stackelberg bi-level game. RT-LAB simulation experiments show that, compared to a single load regulation strategy, the proposed strategy reduces the peak-to-valley difference of renewable energy output by 5.6%. Compared to a no-inter-grid mutual support strategy, the system operation cost is reduced by 22%. This method provides an effective solution for energy system development under the rural revitalization strategy.

Key words: renewable energy; multi-microgrid dispatch; bi-level game; rural; collaborative power dispatch

0 引言

近年来,随“双碳”战略以及乡村振兴战略的深入推进,分布式可再生能源和柔性负荷等灵活性资源在乡村电力系统中开始大规模接入^[1-4]。例如,在广东省农地区中,生物质可发电41.540 TWh,太阳能可发电37.225 TWh^[1]。文献[2]构建了一种包括风、光伏、生物质废物以及大电网购电和气网购气的乡村综合能源系统。文献[3]建立了基于农村新型产业结构的“能源-环境-经济”鲁棒优化模型,实现全可再生能源供能的乡村能源综合体在能源供给、转换与存储环节的能量协调。由于分布式可再生能源和柔性负荷具有容量小、分散接入的特点^[5-7],通过激发这些资源的灵活性,运营商能够以稳健或经济最优的方式实现电力系统中的调度目标^[8-9]。但单台设备受限于自身容量与调度范围,难以支撑电力系统大范围、大功率的调度需求,因此需构建可行架构对海量分布式灵活性资源实施统一实时调度。一方面,传统集中式架构受限于通信可靠性和计算能力,难以满足电力系统应对分布式可再生能源出力和负荷需求的不确定性^[10-11]的实时调度需求,如电压波动^[12-14]、功率波动^[15]等。另一方面,分布式架构虽提升局部自治能力,往往因缺乏有效的协同机制导致全局优化效率低下^[16]。因此,需制定有效策略以实现多微能网系统的高效稳定协同运行。

然而在实现多微能网协同运行的过程中仍面临诸多挑战^[17-21]。首先,由于资源禀赋和基础设施等方面的差异,电力系统中存在不同可再生能源渗透率的乡村微能网。例如,广东沿海乡村风力资源多于内陆山区乡村,而山区乡村的太阳能资源更加丰富^[22],因此不同地区的乡村微能网存在渗透率的差异。高渗透率微能网以风光发电为主导,出力曲线呈现明显的昼夜、季节波动特征,需要快速响应;而中、低等渗透率微能网则

依赖可调度电源,出力相对平稳,对响应速度的需求不高。在现有多微能网调度方法研究中,文献[23]构建了多微能网接入的智能配电网体系,开发了分布式交替方向乘子(alternating direction method of multipliers, ADMM)隐私保护算法。文献[24]提出两阶段多微能网博弈架构,合理划分了各微能网的利益。文献[25]建立了完整的配电网-多微能网协同运行框架,实现网络重构与电价策略的优化。然而,现有分布式调度方法通常忽略微能网在电源配置、负荷比例等方面存在的差异化特性,未能考虑微能网在建设时的区域差异。其次,现有研究中的柔性负荷调节手段较为单一^[26-28],对负荷削减和负荷转移的协同调控机制探索存在一定不足,未能较好地结合两者在调节机制上的优势。负荷削减指的是在特定时段内直接减少用电功率,并且这部分被减少的用电量不会被后续补偿;负荷转移则指用电任务在时间上可以灵活调整,不仅可以整体平移,还可能允许中断、再启动,或者在不同时段以不同功率运行。虽然负荷削减具有调节能力较强、响应速度较快等优势,但是易造成用户用电体验下降,增加系统激励成本。尤其在风光出力波动剧烈的时段,单纯依靠负荷削减难以实现功率的平滑过渡,可能引发新的功率冲击。相反,负荷转移对用户经验的损害较小,但响应速度相对较慢。最后,微能网间功率互济机制不完善^[29-31]。各微能网仅以局部成本最小化为目标,造成功率盈余与消纳能力不匹配;同时,可再生能源出力与负荷需求的时空错位特性进一步加剧了系统运行压力,而有限的调峰资源和储能容量难以独立平抑由此产生的大幅功率波动^[32-33]。例如,自动化投喂设备集中在早晚高峰时段,而火龙果种植产业通常在夜间进行补光,导致夜间负荷激增;更为关键的是,现有的固定电价模式难以准确反映实时供需关系,无法有效激励功率盈余微能网参与市场交易,同时可能导致功率缺额微能网依赖高价外部购电。

针对上述问题,本文提出了一种基于Stackelberg双层博弈的差异化微能网群协同优化调度策略,该系统通过差异化微能网建模、柔性负荷分级调度,以及“局部自治-网间互济”的双层优化实现多微能网间的能量互济,通过分层优化与网间

基金项目:国家自然科学基金资助项目(52067004);中国南方电网有限责任公司重点科技项目(066600KK52222053);南方电网科学研究院科技项目(SEPRI-K23B060)。

Foundation item: Supported by the National Natural Science Foundation of China (52067004); the Key Science and Technology Program of China Southern Power Grid Co., Ltd. (066600KK52222053); the Science and Technology Program of Electric Power Research Institute, CSG (SEPRI-K23B060).

功率互济实现经济性与安全性的平衡。主要表现在：1) 构建了面向不同可再生能源渗透率的差异化微能网群模型，通过调控生物质能燃气轮机与风光发电机的装机容量，实现不同类型微能网的差异化配置与跨网资源优化整合。2) 构建了涵盖可平移、可转移与可削减柔性负荷的分级调节机制，通过差异化配置负荷特性提升系统调节灵活性，不同微能网采用不同的柔性负荷策略(如侧重柔性调节或快速削减)。相比单一负荷调节策略，所提策略可再生能源出力的峰谷差降低 5.6 %。3) 构建了“局部自治-网间互”的调度策略，通过动态定价机制协调功率互济。微能网层实现自治调度，网间交易层实现网间互济，两者通过价格信号实现协同经济优化和功率流动。相比无网间互济策略，系统运行成本降低 22 %。

1 系统架构

系统整体采用基于 Stackelberg 博弈的双层优化机制，具体架构如图 1 所示。在微能网层，异构微能网基于不同的资源比例形成互补配置，部分微能网以高比例可再生能源为核心供电单元，搭配小容量调峰电源；其余微能网则侧重可靠型电源配置，适配高刚性负荷的供电需求。各微网集成可平移、可转移、可削减等不同类型柔性负荷与储能装置，构建微能网内部自治系统，且以内部成本最小化为目标开展自主优化调度。与此同时，网间优化层设立微能网交易管理机构，通过实时采集各微能网申报的交易电量，依托动态定价机制协调微网间的能量互济，当某些微网出现功率缺额时，优先通过其他微网的盈余功率进行补充；而在整体功率严重不平衡时从主电网购入电量。双层优化机制则实现“局部自治-网间互济”。

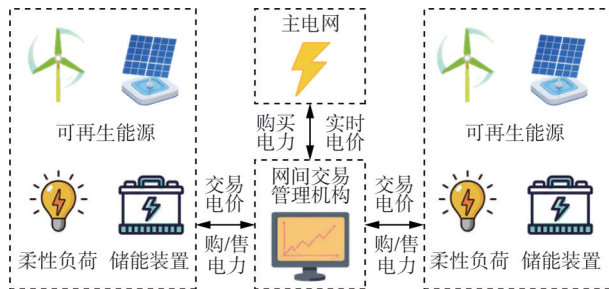


图 1 “局部自治-网间互济”系统架构图

Fig. 1 Framework of "local autonomy - inter-grid mutual support" system

该架构通过不同渗透率微能网的互补性设计，显著提升可再生能源本地消纳率；柔性负荷的分层调控体系则有效缩小全网峰谷差，大幅降低主电网交互功率波动。而双层优化机制将全局优化与局部自治深度融合，既能区分全局优化与本地控制的不同需求，让系统能量管理更具针对性和灵活性，还可像含风机、光伏、蓄电池和微型燃气轮机的微电网实例所验证的那样，有效实现系统运行成本的协同降低，另有算例表明这类双层优化模型还能同步提升用能效率。

2 优化问题构造以及求解

2.1 微能网内部优化调度

2.1.1 目标函数

微能网内部优化调度的目标函数建模为：

$$\min F_{\text{Out}} = C_{\text{fuel}} + C_{\text{PV}} + C_{\text{WT}} + C_{\text{net}} + C_{\text{bat}} + C_{\text{DR}} \quad (1)$$

式中： F_{Out} 为微网系统总运行成本； C_{fuel} 燃气轮机对应燃料成本，与发电量正相关； $C_{\text{PV}}/C_{\text{WT}}$ 为光伏/风电运维成本，按发电量线性计算； C_{net} 为因为微能网内部不平衡导致的电网交互净成本，含购电支出与售电收益； C_{bat} 为电池储能损耗成本，与充放电电量相关； C_{DR} 为需求响应补偿成本，包含负荷平移、转移、削减等类型。其中各部分成本函数构造如下。

$$\begin{cases} C_{\text{fuel}} = \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{MT}} P_{t,k}^{\text{MT}} \\ C_{\text{PV}} = \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{PV}} P_{t,k}^{\text{PV}} \\ C_{\text{WT}} = \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{WT}} P_{t,k}^{\text{WT}} \end{cases} \quad (2)$$

$$C_{\text{net}} = \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^T (\lambda_t^{\text{buy}} P_{t,k}^{\text{buy}} + \lambda_t^{\text{sell}} P_{t,k}^{\text{sell}}) \quad (3)$$

$$C_{\text{bat}} = \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{bat}} (P_{t,k}^{\text{ch}} + P_{t,k}^{\text{dis}}) \quad (4)$$

$$C_{\text{DR}} = \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^T (\lambda_k^{\text{shift}} P_{t,k}^{\text{shift}} + \lambda_k^{\text{tran}} P_{t,k}^{\text{tran}} + \lambda_k^{\text{cut}} P_{t,k}^{\text{cut}}) \quad (5)$$

式中： $T = \{1, \dots, 24\}$ 为调度时段集合； K 为微能网数量； C_{fuel} 、 C_{PV} 和 C_{WT} 分别为燃气轮机、光伏发电机和风机的运行成本； λ_{MT} 、 λ_{PV} 和 λ_{WT} 均为发电机设备的成本系数； $P_{t,k}^{\text{MT}}$ 、 $P_{t,k}^{\text{PV}}$ 和 $P_{t,k}^{\text{WT}}$ 为 t 时刻微能网 k 发电机设备的输出功率； C_{net} 、 C_{bat} 和 C_{DR} 分别为微能网间交易成本、电池存储成本和需求响应激

励成本; $P_{t,k}^{\text{buy}}$ 和 $P_{t,k}^{\text{sell}}$ 分别为 t 时刻微能网 k 向交易管理机构申报的买卖电量; λ_t^{buy} 、 λ_t^{sell} 分别为 t 时刻网间动态购售电价, 由微能网交易管理机构根据各微能网申报的交易电量制定; λ_{bat} 为电池损耗系数; $P_{t,k}^{\text{ch}}$ 、 $P_{t,k}^{\text{dis}}$ 分别为 t 时刻微能网 k 电池的充放电功率; λ_k^{shift} 、 λ_k^{tran} 和 λ_k^{cut} 分别为微能网 k 负荷平移、转移和削减的补偿单价, 需要对柔性负荷用户进行激励补偿, 引导其加入微能网的功率调节; $P_{t,k}^{\text{shift}}$ 、 $P_{t,k}^{\text{tran}}$ 和 $P_{t,k}^{\text{cut}}$ 分别为 t 时刻微能网 k 平移、转移和削减需求响应的负荷量。

2.1.2 约束

对微能网内部各部分设备进行建模, 构建相应的设备运行约束。

1) 光伏发电机和风机

光伏发电机和风力发电机的预测出力功率为 $P_{t,k}^{\text{PV}} = \bar{P}_{t,k}^{\text{PV}}$, $P_{t,k}^{\text{WT}} = \bar{P}_{t,k}^{\text{WT}}$, $P_{t,k}^{\text{PV}}$ 为微能网 k 在时段 t 的光伏实际出力, $\bar{P}_{t,k}^{\text{PV}}$ 为光伏预测出力, $P_{t,k}^{\text{WT}}$ 和 $\bar{P}_{t,k}^{\text{WT}}$ 分别为风机实际出力和预测出力。

2) 燃气轮机

$$0 \leq P_{t,k}^{\text{MT}} \leq P_{\text{max},k}^{\text{MT}} \quad (6)$$

式中: $P_{t,k}^{\text{MT}}$ 为燃气轮机输出功率; $P_{\text{max},k}^{\text{MT}}$ 为最大容量。对于发电方式以燃气轮机占主导的微能网, 通过设置较大的 $P_{\text{max},k}^{\text{MT}}$ 以保障供电可靠性; 反之, 对存在高比例可再生能源的微能网, 仅配置较小容量的燃气轮机作为备用电源, 作为弥补可再生能源间歇性和波动性的辅助手段。

3) 储能装置

$$E_{t,k} = E_{t-1,k} + \eta_{\text{ch}} P_{t,k}^{\text{ch}} - \frac{P_{t,k}^{\text{dis}}}{\eta_{\text{dis}}} \quad (7)$$

$$u_{t,k}^{\text{ch}} P_{\text{min}}^{\text{ch}} \leq P_{t,k}^{\text{ch}} \leq u_{t,k}^{\text{ch}} P_{\text{max}}^{\text{ch}} \quad (8)$$

$$u_{t,k}^{\text{dis}} P_{\text{min}}^{\text{dis}} \leq P_{t,k}^{\text{dis}} \leq u_{t,k}^{\text{dis}} P_{\text{max}}^{\text{dis}} \quad (9)$$

$$u_{t,k}^{\text{ch}} + u_{t,k}^{\text{dis}} \leq 1 \quad (10)$$

式中: $E_{t,k}$ 为 t 时刻微能网 k 的充电状态 (state of charge, SOC) 值; $u_{t,k}^{\text{ch}}$ 、 $u_{t,k}^{\text{dis}}$ 分别为 t 时刻微能网 k 的充放电状态标志; η_{ch} 和 η_{dis} 分别为充放电效率。首先 SOC 状态方程建立了考虑充放电效率的 SOC 递推关系; 然后两个功率约束通过二进制变量 $u_{t,k}^{\text{ch}}$ 和 $u_{t,k}^{\text{dis}}$ 分别限定充放电功率在 $[P_{\text{min}}^{\text{ch}}, P_{\text{max}}^{\text{ch}}]$ 和 $[P_{\text{min}}^{\text{dis}}, P_{\text{max}}^{\text{dis}}]$ 的安全范围内。最后互斥约束 $u_{t,k}^{\text{ch}} + u_{t,k}^{\text{dis}} \leq 1$ 确保充放电操作不会同时进行。

4) 柔性负荷

柔性负荷 (可平移负荷、可转移负荷以及可削

减负荷) 建模约束式为:

$$\sum_{t=1}^T u_{t,k}^{\text{shift}} \geq \theta^{\text{shift}} \quad (11)$$

$$\sum_{\tau=t}^{t+\theta^{\text{shift}}-1} u_{\tau,k}^{\text{shift}} \geq \theta^{\text{shift}} (u_{t,k}^{\text{shift}} - u_{t-1,k}^{\text{shift}}) \quad (12)$$

$$u_{t,k}^{\text{shift}} P_{\text{min}}^{\text{shift}} \leq P_{t,k}^{\text{shift}} \leq u_{t,k}^{\text{shift}} P_{\text{max}}^{\text{shift}} \quad (13)$$

$$\sum_{t=1}^T u_{t,k}^{\text{tran}} \geq \theta^{\text{tran}} \quad (14)$$

$$\sum_{\tau=t}^{t+\theta^{\text{tran}}-1} u_{\tau,k}^{\text{tran}} \geq \theta^{\text{tran}} (u_{t,k}^{\text{tran}} - u_{t-1,k}^{\text{tran}}) \quad (15)$$

$$u_{t,k}^{\text{tran}} P_{\text{min}}^{\text{tran}} \leq P_{t,k}^{\text{tran}} \leq u_{t,k}^{\text{tran}} P_{\text{max}}^{\text{tran}} \quad (16)$$

$$\sum_{t=1}^T u_{t,k}^{\text{cut}} \geq \theta^{\text{cut}} \quad (17)$$

$$\sum_{\tau=t}^{t+\theta^{\text{cut}}-1} u_{\tau,k}^{\text{cut}} \geq \theta^{\text{cut}} (u_{t,k}^{\text{cut}} - u_{t-1,k}^{\text{cut}}) \quad (18)$$

$$u_{t,k}^{\text{cut}} P_{\text{min}}^{\text{cut}} \leq P_{t,k}^{\text{cut}} \leq u_{t,k}^{\text{cut}} P_{\text{max}}^{\text{cut}} \quad (19)$$

上述约束分别为可平移负荷约束式 (11)—(13)、可转移负荷约束式 (14)—(16) 和可削减负荷约束式 (17)—(19) 的输出功率时段以及大小的约束。 $u_{t,k}^{\text{shift}}$ 和 $P_{t,k}^{\text{shift}}$ 分别为平移负荷启用标志和实际平移量; $u_{t,k}^{\text{tran}}$ 和 $P_{t,k}^{\text{tran}}$ 分别为转移负荷标志和实际转移量; $u_{t,k}^{\text{cut}}$ 和 $P_{t,k}^{\text{cut}}$ 分别为削减负荷标志和可削减基线值。约束通过阈值 θ^{shift} 、 θ^{tran} 和 θ^{cut} 限制各类负荷在 T 个时间段内的最小动作次数, 并通过差分触发机制强制每次动作必须连续执行数个时段 (例如, 平移负荷需要持续 θ^{shift} 个时间周期, 转移负荷需持续 θ^{tran} 个时间周期), 避免频繁启停损害设备或影响用户体验。最后, 确保柔性负荷的调节量 $P_{t,k}^{\text{shift}}$ 、 $P_{t,k}^{\text{tran}}$ 和 $P_{t,k}^{\text{cut}}$ 始终在上下限范围内 (例如 $[P_{\text{min}}^{\text{shift}}, P_{\text{max}}^{\text{shift}}]$), 防止因无序调节导致功率失衡。

5) 功率平衡约束

$$P_{t,k}^{\text{MT}} + P_{t,k}^{\text{PV}} + P_{t,k}^{\text{WT}} + P_{t,k}^{\text{Net}} - P_{t,k}^{\text{ch}} + P_{t,k}^{\text{dis}} = P_{t,k}^{\text{fix}} + P_{t,k}^{\text{shift}} + P_{t,k}^{\text{tran}} - P_{t,k}^{\text{cut}} \quad (20)$$

式中 $P_{t,k}^{\text{fix}}$ 为固定负荷, 等式左侧为聚合微能网内部所有电源的输出功率, 右侧包含固定负荷与柔性负荷调节量。该约束表示各微网在保持内部平衡的前提下将功率盈余和缺额 $P_{t,k}^{\text{Net}}$ 提交给交易管理机构, 为下一步微能网间功率互济提供交易目标。

2.2 微能网间功率互济

2.2.1 目标函数

经过微能网内部调度后, 微能网交易管理机构根据各微能网申报的电量进行定价, 实现网间交易成本最小化, 微能网间功率互济成本函数建模

如下。

$$\min F_{\text{In}} = \sum_{t=1}^T \left[\sum_{k=1}^N (-\lambda_t^{\text{buy}} P_{t,k}^{\text{buy}} - \lambda_t^{\text{sell}} P_{t,k}^{\text{sell}}) + \lambda_t^G P_t^G \right] \quad (21)$$

式中：第一项 $\sum_{k=1}^N (-\lambda_t^{\text{buy}} P_{t,k}^{\text{buy}} - \lambda_t^{\text{sell}} P_{t,k}^{\text{sell}})$ 通过对申报电量动态定价，促使多微能网总购电成本最小化；第二项 $\lambda_t^G P_t^G$ 则建立与主电网之间的交互，其中 λ_t^G 和 P_t^G 分别为与主电网交易的电价和电量，当 $P_t^G > 0$ 时，表示交易管理机构从主电网购电，反之则表示向主电网出售盈余的电量。

2.2.2 约束

网间交易约束构造如下。

$$-P_{\max}^G \leq P_t^G \leq P_{\max}^G \quad (22)$$

$$\lambda_t^{\text{buy},L} \leq \lambda_t^{\text{buy}} \leq \lambda_t^{\text{buy},U} \quad (23)$$

$$\lambda_t^{\text{sell},L} \leq \lambda_t^{\text{sell}} \leq \lambda_t^{\text{sell},U} \quad (24)$$

式中： P_t^G 为微能网交易管理机构与主电网进行交互的电量，通过硬性限值 $P_{\max}^G$ 保障与主电网交互的设备安全运行； $\lambda_t^{\text{buy},L}$ 和 $\lambda_t^{\text{buy},U}$ 分别为动态购电电价的上下限； $\lambda_t^{\text{sell},L}$ 和 $\lambda_t^{\text{sell},U}$ 分别为动态售电电价的上下限，通过构建价格浮动区间描述市场动态行为，并增加价格的上下限防止微能网或交易管理机构无限制获利，从而损害另一方利益。调度算法整体流程如图2所示。

2.3 求解方法

本系统采用 KKT 条件转化与混合整数线性化相结合的方法，求解由上层函数与下层函数共同构成的双层优化问题。上层函数描述各微能网的自治运行优化，以单个微网运行成本最小化为目标。下层函数代表微能网交易管理机构的优化目标，主要考虑购售电收益最大化等经济性指标；通过 KKT 条件转化可将下层优化问题转化为上层约束，具体的 KKT 条件如下。

$$\begin{aligned} \mathcal{L} = F_{\text{In}} &+ \sum_{t=1}^T [\mu_t^+ (P_t^G - P_{\max}^G) + \mu_t^- (-P_t^G - P_{\max}^G)] + \\ &+ \sum_{t=1}^T [\alpha_t^+ (\lambda_t^{\text{buy}} - \lambda_t^{\text{buy},U}) + \alpha_t^- (\lambda_t^{\text{buy},L} - \lambda_t^{\text{buy}})] + \\ &+ \sum_{t=1}^T [\beta_t^+ (\lambda_t^{\text{sell}} - \lambda_t^{\text{sell},U}) + \beta_t^- (\lambda_t^{\text{sell},L} - \lambda_t^{\text{sell}})] \end{aligned} \quad (25)$$

1) 稳定性条件

$$\frac{\partial F_{\text{In}}}{\partial P_t^G} = \lambda_t^G + \mu_t^+ - \mu_t^- = 0 \quad (26)$$

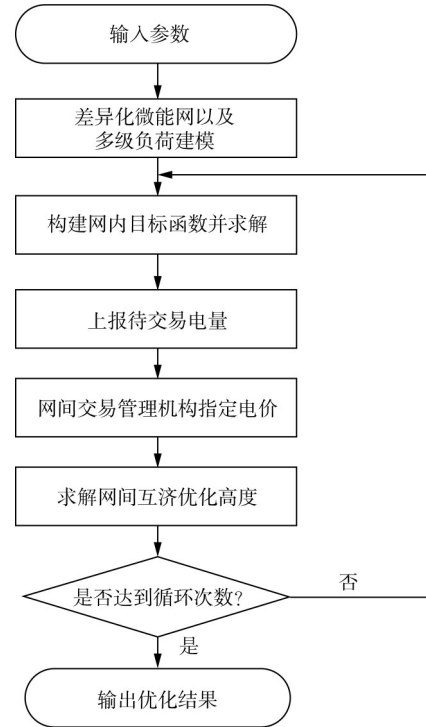


图2 “局部自治-网间互济”算法流程图

Fig. 2 Algorithm flowchart of "local autonomy - inter-grid mutual support"

$$\frac{\partial F_{\text{In}}}{\partial \lambda_t^{\text{buy}}} = -\sum_{k=1}^N P_{t,k}^{\text{buy}} + \alpha_t^+ - \alpha_t^- = 0 \quad (27)$$

$$\frac{\partial F_{\text{In}}}{\partial \lambda_t^{\text{sell}}} = -\sum_{k=1}^N P_{t,k}^{\text{sell}} + \beta_t^+ - \beta_t^- = 0 \quad (28)$$

式中： μ_t^+ 和 μ_t^- 分别为主电网交易电量约束的对偶变量； α_t^+ 和 α_t^- 、 β_t^+ 和 β_t^- 分别为购电电价和售电电价约束的对偶变量； λ_t^G 为与主电网交易的电价； $P_{t,k}^{\text{buy}}$ 和 $P_{t,k}^{\text{sell}}$ 分别为多微能网 k 在网间交易中购买和出售的电量。

2) 对偶可行性条件

$$\mu_t^+ \geq 0, \mu_t^- \geq 0 \quad (29)$$

$$\alpha_t^+ \geq 0, \alpha_t^- \geq 0 \quad (30)$$

$$\beta_t^+ \geq 0, \beta_t^- \geq 0 \quad (31)$$

3) 互补松弛条件

$$\mu_t^+ (P_t^G - P_{\max}^G) = 0, \mu_t^- (-P_t^G - P_{\max}^G) = 0 \quad (32)$$

$$\alpha_t^+ (\lambda_t^{\text{buy}} - \lambda_t^{\text{buy},U}) = 0, \alpha_t^- (\lambda_t^{\text{buy},L} - \lambda_t^{\text{buy}}) = 0 \quad (33)$$

$$\beta_t^+ (\lambda_t^{\text{sell}} - \lambda_t^{\text{sell},U}) = 0, \beta_t^- (\lambda_t^{\text{sell},L} - \lambda_t^{\text{sell}}) = 0 \quad (34)$$

由于互补松弛约束是非线性的，因此需要再通过额外的 0-1 变量，采用大 M 法进行线性化。

$$\begin{cases} \mu_i^+ \leq M \cdot \pi_i^+ \\ P_i^G - P_{\max}^G \leq M(1 - \pi_i^+) \\ \mu_i^- \leq M \cdot \pi_i^- \\ -P_i^G - P_{\max}^G \leq M(1 - \pi_i^-) \\ \pi_i^+, \pi_i^- \in \{0, 1\} \end{cases} \quad (35)$$

$$\begin{cases} \alpha_i^+ \leq M \cdot a_i^+ \\ \lambda_i^{\text{buy}} - \lambda_i^{\text{buy}, U} \leq M(1 - a_i^+) \\ \alpha_i^- \leq M \cdot a_i^- \\ \lambda_i^{\text{buy}, L} - \lambda_i^{\text{buy}} \leq M(1 - a_i^-) \\ a_i^+, a_i^- \in \{0, 1\} \end{cases} \quad (36)$$

$$\begin{cases} \beta_i^+ \leq M \cdot b_i^+ \\ \lambda_i^{\text{sell}} - \lambda_i^{\text{sell}, U} \leq M(1 - b_i^+) \\ \beta_i^- \leq M \cdot b_i^- \\ \lambda_i^{\text{sell}, L} - \lambda_i^{\text{sell}} \leq M(1 - b_i^-) \\ b_i^+, b_i^- \in \{0, 1\} \end{cases} \quad (37)$$

式中: π_i^+ 、 π_i^- 、 a_i^+ 、 a_i^- 、 b_i^+ 、 b_i^- 为用于非线性约束的松弛变量, 对非线性约束进行线性化; M 为充分大的正数。

KKT 条件的建立能够: 1) 提供下层问题的最优性必要条件; 2) 避免复杂的迭代求解过程; 3) 保持微能网自治特性同时实现全局协调。通过具体转化过程自动生成稳定性条件、互补松弛条件及对偶可行性条件。针对混合整数非线性特性, 将传统双层迭代求解过程转化为单层优化问题。既实现了各微能网的经济最优性, 又通过价格信号实现了网间全局协调优化。

3 仿真验证

3.1 测试平台

基于 RT-LAB 的广域测试平台系统如图 3 所示, 可以用于测试示范工程典型算例, 该平台采用数字-物理混合仿真方式对被测装置进行测试, 主要由基于 RT-LAB 实时仿真目标机、信号转换装置、功率放大器、GPS 定时信号和上位机主站等构成, 并接入控制器和智控装置, 实现智控装置高级应用的功能测试, 核心组件具体功能如下: 1) RT-LAB 实时仿真目标机提供多速率仿真计算与 API 控制接口, 为测试平台提供实时仿真计算支持; 2) 16 通道模拟量输出模块 ($\pm 16 \text{ V}/1 \text{ MS/s}$) 实现数字-物理信号转换; 3) 32 通道数字量 I/O 模块 (4—30V 光隔离) 处理开关量信号; 4) GPS 同步装置为系统提供时间基准; 5) 智控测试系统接入功率放大器与 RT-LAB 平

台, 验证设备实际性能; 6) 配网设备仿真系统集成 DTU/FTU 等终端, 模拟真实电网环境; 7) 主站控制系统实现动态状态估计与源网荷协调调度。选用该平台通过标准通信规约实现全组件互联, 支持分布式能源接入场景下的装置级与系统级测试验证。

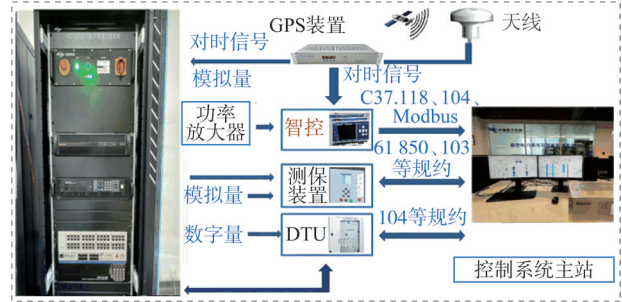


图 3 基于 RT-LAB 的测试平台

Fig. 3 Testing platform based on the RT-LAB

3.2 多微能网协同调度分析

本文基于广州某灵活构网型智能微电网示范工程构建了完整的微能网协同调度验证平台。该测试系统配置 4 个差异化微能网单元 (MG1—MG4)。如表 1—2 所示, 各微能网单元采用不同的能源配置方案: MG1 和 MG2 配置 34.3 kW 光伏发电机和 97.8 kW 风机, 风光总量 132.1 kW, 可再生能源渗透率达 67%; MG3 配置 17.1 kW 光伏发电机和 73.3 kW 风机, 风光总量 90.4 kW, 可再生能源渗透率 47.5%。所有微能网均配备燃气轮机作为备用电源, 其中 MG1/MG2 为 65 kW, MG3/MG4 为 100 kW。在负荷调节能力方面, 系统采用差异化柔性负荷配置方案。MG1 与 MG3 的最大调节能力为 150 kW, 涵盖 50 kW 两时段可平移负荷 1、50 kW 三时段可平移负荷 2 及 25 kW 可削减负荷; MG2 与 MG4 的最大调节能力为 120 kW, 配置有 10 kW 两时段可平移负荷 1 及 75 kW 可削减负荷。所有微能网均配备 25 kW 三时段可转移负荷, 为系统提供灵活的负荷调节支撑。

系统采用功率分层优化模型实现经济性与安全性的平衡, 这类分层优化模型在微电网领域已有成熟研究与应用: 有研究针对微电网优化运行建立双层优化模型, 通过含风机、光伏等设备的微电网案例验证了该类模型的经济性与正确性; 还有研究显示分层优化模型可通过上下层最优迭代, 实现微电网购售电成本等的优化。同时, 微网分层控制技术的研究也表明, 该架构能在经济运行等方面发挥作

用。在此基础上,系统通过动态定价机制协调微电网间能量交换,购电价设置在 0.25~0.82 元/kWh 区间,售电价维持在 0.22~0.65 元/kWh。系统架构设计充分考虑了实际工程需求,采用模块化部署方案,便于根据不同的应用场景进行灵活调整。测试平台集成 16 通道模拟量输出模块与 32 通道数字量 I/O 模块,可为控制策略验证提供高精度的测试支撑环境。

表 1 微能网能源配置参数

Tab. 1 Energy configuration parameters of microgrids

微能网	光伏配置 /kW	风电配置 /kW	燃气轮机 容量/kW	风光总量 /kW	可再生能源 渗透率/%
MG1	34.3	97.8	65.0	132.1	67.0
MG2	34.3	97.8	65.0	132.1	67.0
MG3	17.1	73.3	100.0	90.4	47.5
MG4	17.1	73.3	100.0	90.4	47.5

表 2 微能网柔性负荷配置参数

Tab. 2 Flexible load configuration parameters of microgrids

微能网	可平移负 荷 1/kW	可平移负 荷 2/kW	可转移负 荷/kW	可削减负 荷/kW	最大调节 能力/kW
MG1	50×2	50×3	25×3	25	150
MG2	10×2	0	25×3	75	120
MG3	同 MG1	同 MG1	25×3	同 MG1	150
MG4	同 MG2	同 MG2	25×3	同 MG2	120

表 3 其他配置参数

Tab. 3 Other configuration parameters

参数	数值	参数	数值
$[P_{\min}^{\text{ch}}, P_{\max}^{\text{ch}}]$	[30, 80]	$\lambda_k^{\text{shift}}, \theta_k^{\text{shift}}$	0.2, 2
$[P_{\min}^{\text{dis}}, P_{\max}^{\text{dis}}]$	[30, 80]	$\lambda_k^{\text{tran}}, \theta_k^{\text{tran}}$	0.3, 5
$\eta_{\text{ch}}, \eta_{\text{dis}}$	0.9	$\lambda_k^{\text{cut}}, \theta_k^{\text{cut}}$	0.5, 3

注: $P_{\min}^{\text{ch}}, P_{\max}^{\text{ch}}$ 分别为最小和最大充电功率; $P_{\min}^{\text{dis}}, P_{\max}^{\text{dis}}$ 分别为最小和最大放电功率。

结合表 1—2 的分析结果可知,4 个微能网的配置存在如下差异。

1) 可再生能源渗透率:微能网 MG1 和 MG2 的可再生能源渗透率高达 67%,易受可再生能源间歇性和波动性的影响;而微能网 MG3 和 MG4 的可再生能源渗透率仅有 47.5%,燃气轮机占主导地位,受到可再生能源间歇性和波动性的影响较小。

2) 柔性负荷策略:在柔性负荷调节方面,微能网 MG1 和 MG3 采用高灵活性策略,增大可平移负荷和可转移负荷的占比,调控策略相对柔和,单

时段改变的负荷较小,因此激励成本较小;而微能网 2/4 则采用高削减策略,采用较大的负荷改变策略,以期在短期内快速实现负荷调度,增强负荷应对极端条件的能力。

3.2.1 微能网差异化运行

多微能网差异化运行特性如图 4 所示,展示了 4 个微能网(MG1—MG4)24 h 内的电源组成与负荷变化情况。横轴为时间(0—24 h),纵轴为功率。电源组成以堆叠柱状图呈现,其中蓝色表示光伏发电,红色为风电,黄色代表燃气轮机出力;黑色折线则显示总负荷需求。对比电源组成和总负荷需求,各微能网呈现明显差异:MG1 和 MG2 的风光发电占比显著高于 MG3 和 MG4,尤其在 10—14 时段的强光照时段,此时光伏发电机的出力较多,MG2 的风光出力可达 200 kW,同时由于 MG2 配备的燃气轮机容量较低,因此仅有 10 kW 燃气轮机备用;与此同时,低可再生能源渗透率的 MG4 风光出力仅 105 kW,而需要调用 80 kW 燃气轮机。MG1—MG4 均呈现典型“双峰”特征,在 12—20 时段出现用电高峰,与风光发电的峰值并不重合,因此需要调用柔性负荷进行“削峰填谷”。

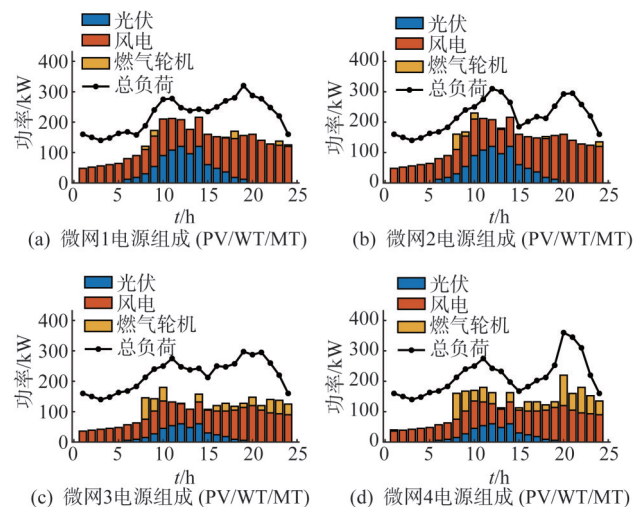


图 4 微能网差异化运行特性

Fig. 4 Differential operation characteristics of microgrids

储能 SOC 运行特性如图 5 所示,该图呈现了储能系统 24 h 内的 SOC 变化过程。各子图采用统一坐标设置:横轴为时间,纵轴为 SOC 百分比(0~100%)。从整体来看,4 个微能网的 SOC 曲线均呈现周期性充放电特征,且将 SOC 严格控制在 10%~95% 的安全运行区间内。与此同时,所有微能网均

在凌晨时段(5—8时段)进行充电, SOC上升至75%~85%区间,因为此时是价格低点,微能网购进电量并存储在储能装置中;在日间用电高峰时段(12—15时段)进行放电, SOC下降至20%~40%区间。其中MG1和MG3(可平移负荷占主导)的充放电曲线较为平滑, MG2和MG4(可削减负荷占主导)则显示出更频繁的功率波动。各微能网SOC变化幅度的差异反映了其不同的运行策略和负荷特性,但都遵循了储能系统的基本运行规律。

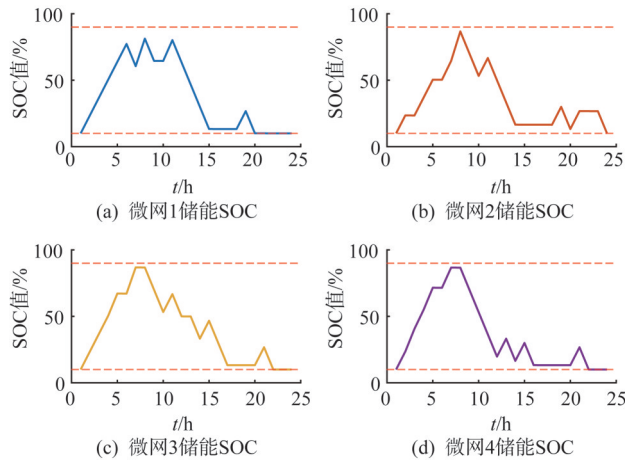


图5 微能网储能装置运行特性

Fig. 5 Operational characteristics of the energy storage device in the microgrids

3.2.2 柔性负荷调度

总平均负荷曲线如图6所示,呈现了全网24 h平均负荷的对比情况:横轴为时间,纵轴为功率,蓝色柱代表原始负荷,橙色柱代表经多级负荷调节优化后的负荷,黄色柱代表仅保留可削减负荷的情况。在电力系统中,负荷峰谷差的大小直接影响电网运行效率与稳定性,过大的峰谷差会增加电网运行成本,甚至引发供电不稳定问题。通过实施负荷平移和负荷削减这类经实践验证有效的峰谷差缩小措施,峰谷差从230 kW下降到167 kW,降低27.4%,有效减少了电网高峰时段供电压力,提升了电力资源配置效率。从时段分布来看,优化效果在10—15和18—20两个高峰时段最为显著,其中12:00时段的负荷降幅达到54 kW,负荷曲线的平滑度明显改善。对比仅设置可削减负荷的场景,其峰谷差为177 kW,采用多级负荷优化后,峰谷差较单一负荷场景下降5.6%。图7展示了全网24 h柔性负荷调节量的分布情况,蓝色为平移负荷1,

橙色为平移负荷2,黄色为转移负荷,紫色为削减负荷。在5—8时段,平移负荷1和平移负荷2的调节量较为显著,分别达到约200 kW和250 kW,转移负荷在此时段也有约100 kW的调节量。进入12—20时段后,削减负荷成为核心调节手段,其调节量在18—19时段达到峰值,约为158 kW。

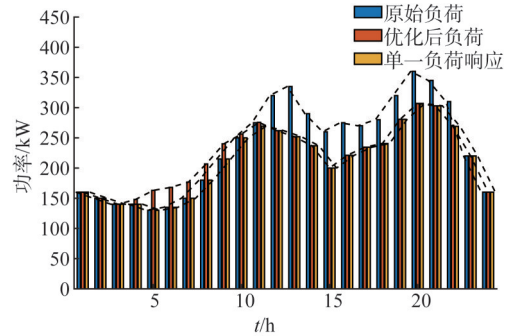


图6 总平均负荷曲线

Fig. 6 Total average loads curves

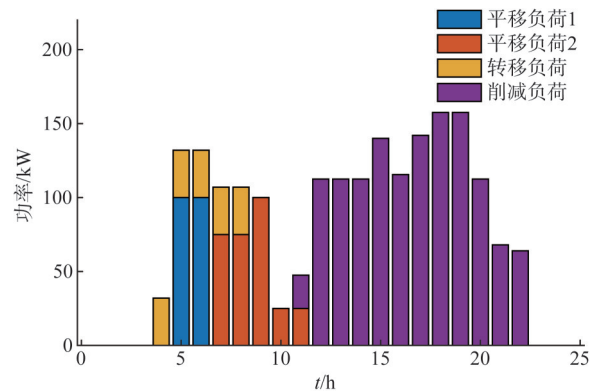


图7 柔性负荷调节分布

Fig. 7 Flexible loads regulation distribution

3.2.3 网间功率互济

如图8所示,24 h微能网内优化购电价(蓝色曲线)与优化售电价(红色曲线)的变化情况清晰呈现。优化购电价在12—14时段达到峰值1.0元/kWh,谷值出现在3—5时段为0.3元/kWh,峰谷价差为0.7元;优化售电价相对平稳,维持在0.2~0.5元/kWh区间,最高值出现在14:00。这一电价特征与图5中储能装置的充放电时段高度契合,恰好呈现出“低价买入/充电,高价售出/放电”的运行特点。在设置电价的基础上,4个微能网的购售电功率对比如图9所示。微能网MG1—MG4均在0—7时段大量购电,这与该时段微能网购电价处于低位直接相关。微能网MG1、MG2在10—15时段及20:00

左右的早晚高峰时段存在售电行为,而微能网 MG3、MG4 全时段并无售电行为,这是由于微能网 MG1、MG2 以风光可再生能源为主,能源出力具有时间特性(日间光伏出力较高、夜间风机出力较高),因此微能网内部无法通过柔性负荷实现能源完全消纳,进而产生电量盈余。

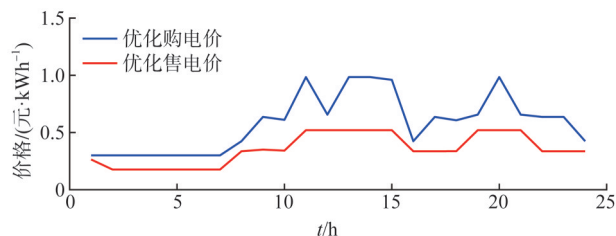


图 8 购售电价曲线

Fig. 8 Purchase and sale electricity price curves

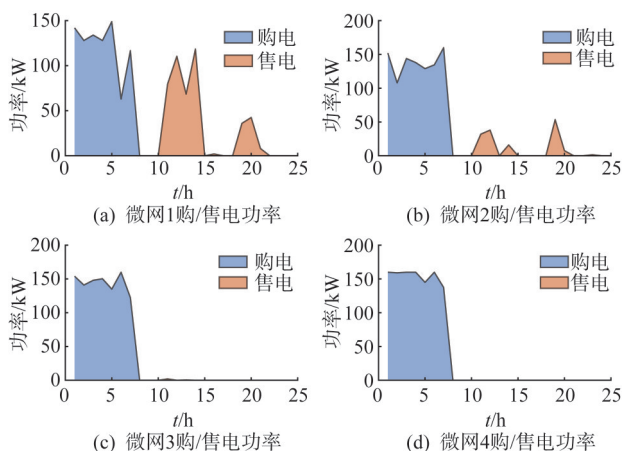


图 9 多微能网购售电功率对比图

Fig. 9 Comparison chart of electricity power purchased and sold by multiple microgrids

图 10 对比了微能网的成本构成,包含风光运维、燃料、购电、售电、储能和柔性负荷补偿 6 个维度。运维成本中,微能网 MG1 和 MG2 均为 1 800 元, MG3 和 MG4 为 1 200 元,由于 MG1 和 MG2 具有高可再生能源渗透率,因此具有更高的运维成本;燃料成本方面, MG4 达 750 元, MG1 仅 50 元,这是由于在 MG4 中,燃气轮机占主导; MG1 和 MG2 存在售电收益,这与图 9 所呈现的结论相符。微能网 MG1 和 MG3 以可平移、可转移负荷为主导。这类负荷调节对用户核心生活体验的影响较小,因此对应的补偿成本较低。微能网 MG2 和 MG4 以可削减负荷为主导。这类负荷通常对应非核心的可中断用电需求,其削减对用户基本舒适度

影响有限,但所需补偿成本较高。各微网购电成本分布于 200~300 元区间,储能与补偿成本维持在 50~100 元范围,整体成本结构的差异主要受可再生能源渗透率的影响。设置不同的功率交换上下限后,系统总成本的对比如图 11 所示。当无网间互济,各微电网仅与主电网交易时,系统总成本为 11 070 元;当互济功率较小,位于 $[-90, 90]$ 时,系统总成本为 9 040 元,系统总成本下降 18.0%;而当互济功率取 $[-160, 160]$ 时,系统总成本进一步下降 4.0%。这是由于互济功率增大时,可以降低微能网内部储能装置的充放电成本,同时,多微电网联合协调并网的模式本身就具备降低运行成本的优势,通过网间电能互补能够有效平衡区域内电力供需,进一步优化资源配置,从而压缩系统整体成本。

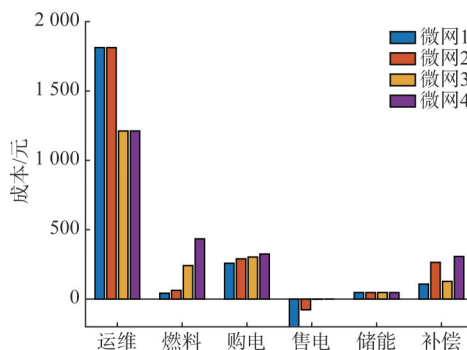


图 10 微能网成本构成

Fig. 10 Cost composition of microgrids

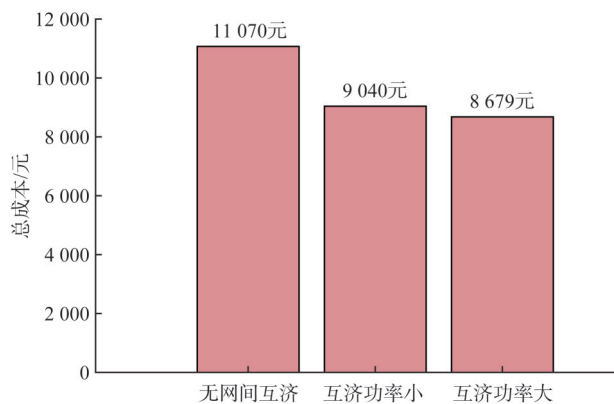


图 11 功率交换策略成本对比

Fig. 11 Cost comparison of power exchange strategies

4 结论

本文针对高比例可再生能源接入乡村电力系统带来的功率失衡和经济运行问题,提出了一套具有

创新性的差异化多微能网协同优化策略。该策略可借鉴多微能网协同优化的成熟经验,类似共用热电供给站的多微能网优化方案可实现年化总成本降低22.4%、运行成本下降32.7%;同时针对可再生能源出力的不确定性,引入鲁棒优化思路,并通过仿真实验验证了该策略在解决功率失衡、提升运行经济性方面的有效性,可实现系统运行成本的最小化。在系统架构方面,针对不同乡村地区的资源禀赋差异,构建了涵盖不同可再生能源渗透率的微能网单元协同运行体系,同时设计了包含可平移负荷、可转移负荷和可削减负荷的多级柔性负荷调节机制,进一步提升系统的灵活性。在优化调度方面,建立了基于市场交易的功率互济模式,实现了微能网间的协同优化调度与电力资源的高效合理配置。仿真验证表明,该方案使负荷峰谷差缩减24.7%,通过功率互济将运行成本降低4%。可推广至各类乡村微电网建设项目,为高比例可再生能源接入乡村电网提供技术支撑。

基于本文的研究成果与仿真验证,未来工作可从以下几个方向进一步深化和拓展。

1)多能流协同与跨区域互济:当前研究聚焦于电功率的优化调度,未来可探索热、气、氢等多能流的协同运行机制。结合乡村资源禀赋,构建电-热-氢耦合的乡村综合能源系统,通过跨区域能源互济提升系统韧性。例如,利用乡村生物质资源制氢,实现可再生能源的季节性储能与跨区域调配。

2)人工智能与自适应优化:本文采用的Stackelberg博弈模型依赖于预设的优化目标与约束,未来可引入深度学习、强化学习等人工智能技术,实现调度策略的自适应优化。通过历史数据训练智能体,动态调整柔性负荷响应策略与市场定价机制,增强系统对不确定性环境的适应能力。

3)极端场景下的韧性提升:当前研究侧重于常态运行优化,未来需重点研究极端天气、设备故障等场景下的应急调度策略。通过配置移动储能、可中断负荷等快速响应资源,构建“预防-响应-恢复”三位一体的韧性增强方案,保障乡村能源系统在极端条件下的持续供电能力。

参考文献

- [1] 肖子毅,成贝贝,刘晓俞,等.农村地区可再生能源潜力分析及发展路径研究——以广东省为例[J].农业资源与环境学报, 2025, 42(3): 761–772.
- [2] 李民,刘钦浩,赵冠,等.考虑多元产业协同的乡村综合能源系统规划[J].中国电力, 2022, 55(8): 14–22.
- [3] 滕云,孙鹏,张明理.基于农村新型产业结构的“能源-环境-经济”鲁棒优化模型[J].中国电机工程学报, 2022, 42(2): 614–631.
- [4] 陈文颖,吴梦达.基于时空特征挖掘的EIF-WaveNet乡村小型分布式风电集群功率预测[J].南方电网技术, 2026, 20(8): 18–28.
- [5] 薛景润,施啸寒,王超,等.兼顾物理状态和用户行为的虚拟电厂紧急功率调节能力量化评估[J].中国电机工程学报, 2023, 43(8): 2906–2921.
- [6] 盛万兴,吴鸣,季宇,等.分布式可再生能源发电集群并网消纳关键技术及工程实践[J].中国电机工程学报, 2019, 39(8): 2175–2186, 1.
- [7] 陈先龙,王秀丽,陈洁,等.考虑分布式可再生能源交易的风电商与电动汽车充电站协同优化调度[J].电网技术, 2023, 47(11): 4598–4610.
- [8] 田坤鹏,韩建振,臧义,等.电力系统风险规避投资模型及分布式求解策略[J].太阳能学报, 2024, 45(11): 34–39.
- [9] 田年杰,苏祥瑞,李腾木,等.考虑FACTS设备和可再生能源的多目标优化调度[J].电力系统及其自动化学报, 2025, 37(1): 139–150.

- renewable energy[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2025, 37(1): 139 – 150.
- [10] 王建波, 秋泽楷, 张小庆, 等. 考虑可再生能源出力不确定性与碳排放成本的台区运行优化策略研究[J]. 可再生能源, 2024, 42(3): 407 – 419.
- WANG Jianbo, QIU Zekai, ZHANG Xiaoqing, et al. Research on optimization strategies for the operation of multiple transformer districts considering the uncertainty of distributed renewable energy output and carbon emission costs[J]. Renewable Energy Resources, 2024, 42(3): 407 – 419.
- [11] CHEN S, ZHANG S, HE S, et al. Two-Timescale online optimization of behind-the-meter battery storage for stacked revenue by providing multi-services[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2025, 16(3): 2222 – 2233.
- [12] 林今, 程祥, 邱一苇, 等. 可再生能源电解水制氢的组网接入与运营关键技术研究综述[J]. 高电压技术, 2025, 51(5): 2078 – 2095.
- LIN Jin, CHENG Xiang, QIU Yiwei, et al. A review of structure configuration, integration, operation and key technologies of renewable energy power to hydrogen system[J]. High Voltage Engineering, 2025, 51(5): 2078 – 2095.
- [13] XU X, GAO Y, WANG H, et al. Distributionally robust optimization of photovoltaic power with lifted linear decision rule for distribution system voltage regulation[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2024, 15(2): 758 – 772.
- [14] 周倩, 樊宇姣, 张艳丽, 等. 考虑大规模可再生能源接入的电力系统多目标无功优化方法[J]. 电网与清洁能源, 2025, 41(4): 97 – 103.
- ZHOU Qian, FAN Yujiao, ZHANG Yanli, et al. The multi-objective reactive power optimization of power systems considering large-scale renewable integration[J]. Power System and Clean Energy, 2025, 41(4): 97 – 103.
- [15] XU X, LI Y, YAN Z, et al. Hierarchical central-local inverter-based voltage control in distribution networks considering stochastic PV power admissible range[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2023, 14(3): 1868 – 1879.
- [16] HOMAEI O, NAJAFI A, JASINSKI M, G et al. Coordination of neighboring active distribution networks under electricity price uncertainty using distributed robust bi-level programming[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2023, 14(1): 325 – 338.
- [17] 常堃, 杜欣慧, 张日新, 等. 配电市场下考虑配电网重构的基于纳什谈判的多微电网电能交易方法[J]. 南方电网技术, 2026, 20(5): 92 – 102.
- CHANG Kun, DU Xinhui, ZHANG Rixin, et al. Nash bargaining-based multi-microgrid power energy trading method considering distribution network reconfiguration in the distribution market[J]. Southern Power System Technology, 2026, 20(5): 92 – 102.
- [18] 张磊, 陈轩妮, 叶婧, 等. 考虑动态频率响应的孤岛微电网日前一日内两阶段高分辨率优化调度[J]. 高压电器, 2025, 61(5): 72 – 79.
- ZHANG Lei, CHEN Xuanni, YE Jing, et al. High Resolution optimal dispatch of island microgrid considering dynamic frequency response and high resolution in the day-ahead and intra-day stages[J]. High Voltage Apparatus, 2025, 61(5): 72 – 79.
- [19] 王勉, 王敬华, 董克前. 电力物联网背景下综合能源微网调度运行策略研究[J]. 高压电器, 2024, 60(6): 172 – 180.
- WANG Mian, WANG Jinghua, DONG Keqian. Research on dispatching operation strategy of integrated energy microgrid in the context of power Internet of Things[J]. High Voltage Apparatus, 2024, 60(6): 172 – 180.
- [20] 于永进, 张家凌, 刘琪, 等. 基于多速率采样数据的微电网二次频率控制[J]. 电力系统保护与控制, 2026, 54(7): 152 – 161.
- YU Yongjin, ZHANG Jiajun, LIU Qi, et al. Secondary frequency control of microgrids based on multi-rate sampling data[J]. Power System Protection and Control, 2026, 54(7): 152 – 161.
- [21] 王延峰, 赵家学, 曹育晗, 等. 基于 DGJO-TCN-BiGRU 的微电网集群优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2026, 54(6): 104 – 113.
- WANG Yanfeng, ZHAO Jiaxue, CAO Yuhan, et al. Optimal scheduling of microgrid clusters based on DGJO-TCN-BiGRU[J]. Power System Protection and Control, 2026, 54(6): 104 – 113.
- [22] 罗莎莎, 郭经韬, 蔡颖倩, 等. 面向碳中和的广东省电源结构转型分析[J]. 南方能源建设, 2024, 11(4): 102 – 110.
- LUO Shasha, GUO Jingtao, CAI Yingqian, et al. Analysis on power supply structure transformation towards carbon neutrality in Guangdong[J]. Southern Energy Construction, 2024, 11(4): 102 – 110.
- [23] 何棋缘, 王嘉睿, 杨永标, 等. 基于交替方向乘子法的配电网-多微电网分布式优化调度模型[J]. 电气工程学报, 2024, 19(4): 62 – 71.
- HE Qiyuan, WANG Jiarui, YANG Yongbiao, et al. Distribution network-multiple microgrids distributed optimization scheduling model based on alternating direction method of multipliers[J]. Journal of Electrical Engineering, 2024, 19(4): 62 – 71.
- [24] 王逸群, 彭寒梅, 谭貌, 等. 基于两阶段博弈的多微电网配电系统功率互济协调优化方法[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(21): 92 – 101.
- WANG Yiqun, PENG Hanmei, TAN Mao, et al. Coordinated optimization method for power sharing in multimicrogrid distribution systems based on two-stage game[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(21): 92 – 101.
- [25] 刘洪, 鲍明阳, 路劭涵, 等. 考虑网络重构的配电网-多微电网协同运行方法[J]. 电力自动化设备, 2025, 45(8): 114 – 121.
- LIU Hong, BAO Mingyang, LU Shaohan, et al. A collaborative operation method for distribution networks and multiple microgrids considering network reconfiguration[J]. Electric Power Automation Equipment, 2025, 45(8): 114 – 121.
- [26] ZHANG J, SANG L, XU Y, et al. Networked multiagent-based safe reinforcement learning for low-carbon demand management in distribution networks[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2024, 15(3): 1528 – 1545.
- [27] RAMÍREZ-LÓPEZ S, GUTIÉRREZ-ALCARAZ G, GOUGH M, et al. Bi-Level approach for flexibility provision by prosumers in distribution networks[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2024, 60(2): 2491 – 2500.
- [28] 张群力, 张金亮, 刘一墨, 等. 市电、光伏互补相变蓄能电供暖系统柔性负荷调节能力分析[J]. 可再生能源, 2024, 42(9): 1179 – 1188.