

考虑需求侧可控负荷的含储能社区 综合能源系统优化调度

周俊宇¹, 李 伟¹, 花 洁¹, 黄炳翔¹, 刘柏罕²

(1. 广东电网有限责任公司佛山供电局, 广东 佛山 528000; 2. 怀化学院电气与信息工程学院, 湖南 怀化 418000)

摘 要: 针对社区综合能源系统需求侧潜在的大量可控负荷, 提出考虑需求侧可控负荷的含储能社区综合能源系统优化调度模型。首先, 分析综合能源系统的框架并以此建立包含能源生产、转换、存储等模块的数学模型; 其次, 根据需求侧电、热可控负荷的响应类型建立三类负荷响应模型; 最后, 在一个调度周期内以社区综合能源系统综合运行成本最小为目标, 构建考虑可控负荷的社区综合能源系统优化调度模型。算例仿真结果表明可控负荷及储能设备的参与对提高系统经济性具有积极的影响, 并能有效减小系统负荷的峰谷差值, 从而验证文中所提模型的合理性。

关 键 词: 需求响应; 负荷曲线; 储能; 优化调度

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2023.02.013 中图分类号: TM73 文章编号: 1673-9140(2023)02-0114-10

Optimal dispatch of community integrated energy system with energy storage considering demand-side controllable load

ZHOU Junyu¹, LI Wei¹, HUA Jie¹, HUANG Bingxiang¹, LIU Bohan²

(1. Foshan Power Supply Bureau of Guangdong Power Grid Co., Ltd., Foshan 528000, China; 2. School of Electrical & Information Engineering, Huaihua University, Huaihua 418000, China)

Abstract: Aiming at the potential large number of controllable loads on the demand side of the community integrated energy system, an optimal dispatch model of the community integrated energy system with energy storage considering the demand side controllable load is proposed. Firstly, the framework of the integrated energy system is analyzed and a mathematical model including modules of energy production, conversion, and storage is established. Secondly, three types of load response models are established according to the response types of demand-side electric and thermal controllable loads. Finally, with the goal of minimizing the comprehensive operating cost of the community integrated energy system in a dispatch cycle, an optimal dispatch model of the community integrated energy system considering the controllable load is constructed. The simulation results of calculation examples show that the participation of controllable loads and energy storage equipment has a positive impact on improving system economy and can effectively reduce the peak-to-valley difference of system load, and therefore verify the rationality of the model proposed in the paper.

Key words: demand response; load curve; energy storage; optimization

收稿日期: 2020-11-15; 修回日期: 2021-04-29

基金项目: 武陵山片区生态农业智能控制技术湖南省重点实验室(5366100010303)

通信作者: 周俊宇(1978—), 男, 硕士, 教授级高级工程师, 主要从事电网运行研究; E-mail: 103865338@qq.com

需求侧响应技术是社区综合能源系统重要的技术组成部分,通过采取一定的激励措施,使用户主动参与到社区综合能源系统的优化过程中,可以有效缓解出力机组的供能压力、提高运行的稳定性^[1-2]。为促进能源的高效利用,相关人员针对区域综合能源系统的调度模型展开了研究。文献[3]通过与用户直接签订协议,以直接控制空调、热水器等特定设备提高了用户的调度参与度;文献[4-5]考虑微网在独立运行模式下,分析可平移负荷参与优化调度对系统调度成本的影响;文献[6]提出了计及可削减负荷的实时调度策略,通过每小时一次的滚动优化来实现可削减负荷的实时调度;文献[7]提出考虑潜在的紧急情况的弹性需求响应模型,将最坏情况的条件风险值理论引入传统风险性模型建立调度模型。

以上文献分析了需求侧某一类可控负荷的响应模型,并以此建立优化模型进行分析。然而,社区综合能源系统的用能需求复杂,能源种类形式多样,对单一种类的可控负荷建立优化模型并不符合实际运行工况。文献[8]分析了在不确定性耦合情况下,引入可控负荷模型并建立以投资成本最小为优化目标,但并未进一步分析系统的储能模块;文献[9]考虑了电—热综合系统中热储能动态特性,以电—热综合能源系统购能费用最低为优化目标建立调度方案,但并未考虑蓄电池组参与优化调度模型;文献[10]提出了将异质能源分层调度的模型,虽然将储能设备纳入调度模型中,但在其调度策略当中储能设备的出力较为频繁,可能会导致储能模块使用寿命受到影响,不利于系统经济运行。此外,文献[11]研究了包涵电、热可控负荷在内的区域综合能源系统的经济调度,并以储能设备进行配合,优化机组出力曲线,但未对系统环境环节作进一步分析;文献[12]考虑了风电出力不确定性的机会约束目标规划模型,但其仅针对系统运行成本及风险备用成本进行求解优化,未能兼顾环境成本;文献[13]通过对区域综合能源系统各类设备进行建模分析,同时考虑了系统的经济和环境 2 个方面,但并未研究需求响应技术对系统运行成本的影响。

基于此,本文计及不同可控负荷参与到需求响应的特点,构建可平移、可削减负荷的数学模型,对社区综合能源系统的各个模块建立模型。并以此为基础,以经济和环境的综合运行成本最小为优化目标,建立考虑可控负荷参与优化的含储能社区综合能源系统优化调度模型。最后,通过算例分析可控负荷参与调度对系统综合运行成本的影响,对比可控负荷及储能模块在不同场景下的运行方式对系统综合运行成本和峰谷差影响,验证该模型和优化策略的有效性。

1 社区综合能源系统框架模型

比较一般工商业类型的综合能源系统,社区型综合能源系统在用户用能需求方面有较大的灵活性,具有用能形式多样、调度意愿较高的特点。

本文研究的社区综合能源系统涵盖电、热、气等多种能源种类,该能源系统的主要构成设备包括光伏发电、风电机组等可再生能源以及燃气微燃机、燃气锅炉和电锅炉等,辅以一定量的电、热储能设备。其拓扑结构如图 1 所示。

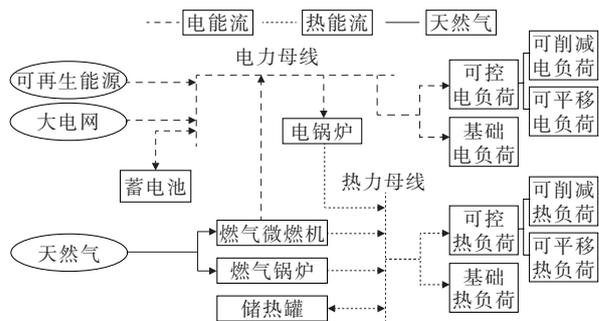


图 1 社区综合能源系统拓扑结构

Figure 1 Topological structure diagram of community integrated energy system

通过分析各类能量流的直接来源,将综合能源系统划分为能源生产、转换、存储 3 个模块来进行分析。大电网、燃气内燃机、燃气锅炉、光伏发电以及风电机组构成系统的能源生产模块,电锅炉为系统的能源转换模块,蓄电池组、储热罐构成系统的存储模块,电、热负荷构成系统的需求模块。

1.1 能源生产模块设备模型

1) 燃气微燃机模型。

燃气微燃机是一类新发展起来的小型燃气热力发动机,具有多台集成扩容、响应速率优良等特性,采用燃气微燃机是提供热电联供及小型分布发电的最优方案。该设备在运行时产生的烟气余热可以被回收,用以提供能源系统所需的部分热量,其在某一时段内烟气余热量与输出电功率之间的关系为

$$Q_{MT}(t) = \frac{P_{MT}(t)(1 - \eta_{MT}(t) - \eta_L)}{\eta_{MT}(t)} \quad (1)$$

式中, $P_{MT}(t)$ 为 t 时段燃气微燃机输出的电功率; $\eta_{MT}(t)$ 为 t 时段燃气微燃机的发电效率; η_L 为燃气微燃机的热损失系数^[14]。

燃气微燃机的燃料成本与输出电功率为

$$F_{MT}(t) = \frac{C_{gas} P_{MT}(t)}{L_{HVNG} \eta_{MT}(t)} \quad (2)$$

式中, C_{gas} 为每立方米的天然气购入成本; L_{HVNG} 为天然气的低位热值,取值为 $9.78 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{m}^3$ 。

2) 燃气锅炉。

该设备是利用天然气燃烧释放的热量来加热锅炉内存储的导热介质,进而使用该介质传导热量。在该社区型综合能源系统中,当燃气微燃机产生的烟气余热以及电锅炉所提供的热量不能满足系统的热负荷时,由燃气锅炉补燃来提供不足的部分。考虑到传导过程中存在热辐射等因素,会出现部分能量损失,其单位时间内供热量和额定供热量关系^[15]为

$$Q_{GB}(t) = R_{GB}(t) \eta_{GB} \quad (3)$$

式中, $R_{GB}(t)$ 为燃气锅炉 t 时段的额定输出热功率; η_{GB} 为燃气锅炉的供热效率,取值为 0.9。

1.2 能源转换模块设备模型

电锅炉是一类将电能转变为热能的设备,可根据电力部门制定的电价峰、谷时段与其他设备配合使用,在电能富余时段加热水箱进行蓄热,从而尽可能使用低谷电能来节约成本。单位时间内产热量与消耗电能的关系为

$$Q_{EB}(t) = P_{EB}(t) \eta_{EB} \quad (4)$$

式中, $P_{EB}(t)$ 为 t 时段内电锅炉消耗的电量; η_{EB} 为电

锅炉的制热能效比,取值为 3。

燃气锅炉天然气的使用量为

$$V_{GB}(t) = \frac{Q_{GB}(t)}{\eta_{GB} L_{HVNG}} \quad (5)$$

1.3 能源存储模块设备模型

1) 蓄电池组模型。

蓄电池组是保证社区综合能源系统稳定运行的重要设备,由于其毫秒级的响应速率,极大提高了系统的灵活性。为了准确描述蓄电池的剩余电量值,一般采用荷电状态(state of charge, SOC)来表示蓄电池组的剩余容量与其完全充电状态下电量的比值,相邻时刻间的 SOC 为

$$\begin{cases} S_{SOC}(t) = S_{SOC}(t-1)(1 - \tau_e) + \\ \frac{P_c(t)E_c - P_f(t)E_f/\eta_f}{E_{ES}} \\ E_c \cdot E_f = 0 \end{cases} \quad (6)$$

式中, $S_{SOC}(t)$ 为蓄电池 t 时段的 SOC; $S_{SOC}(t-1)$ 为蓄电池 $t-1$ 时段的 SOC; τ_e 为蓄电池的损耗系数; $P_c(t)$ 、 $P_f(t)$ 分别为 t 时段内蓄电池的充、放电功率; E_c 、 E_f 分别为蓄电池的充、放电标志; E_{ES} 为蓄电池的额定容量。

在实际运行状态下,由于电力负载波动的不确定性,蓄电池组为了平抑此类波动可能会频繁的充放电。考虑到蓄电池组的使用寿命^[16]及运营成本等方面,制定调度计划时应该限制其充放电次数:

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^T E_c(t) \leq M_1 \\ \sum_{t=1}^T E_f(t) \leq M_2 \end{cases} \quad (7)$$

式中, T 为一个调度周期内所有时段; M_1 、 M_2 分别为蓄电池蓄、放电的最大次数。

此外,受限于蓄电池组的电极材料特性,不能对蓄电池组过度的充放电,应将其 SOC 限制在一个合理的区间,且在一个调度周期结束后,蓄电池组的始末容量须保持一致:

$$\begin{cases} S_{\min} \leq S_{soc}(t) \leq S_{\max} \\ S_s = S_d \end{cases} \quad (8)$$

式中, S_{\min} 、 S_{\max} 分别为蓄电池荷电状态的最小、最大值; S_s 为蓄电池的初始 SOC; S_d 为蓄电池调度周期

结束后的 SOC。

2) 储热罐模型。

同蓄电池组一样,储热罐可以在热能供应充足的情况下存储富余的热能,在热能供应不足或制热成本较高的时候释放先前存储的热能,提高系统的经济性和灵活性。

$$\begin{cases} Q_{\text{CRG}}(t) = (1 - \tau_h)Q_{\text{CRG}}(t-1) + (H_c \eta_{h,\text{cha}} \cdot \\ H_{\text{cha}}(t) - \frac{H_f H_{\text{dis}}(t)}{\eta_{h,\text{dis}}}) \\ H_c \cdot H_f = 0 \end{cases} \quad (9)$$

式中, $Q_{\text{CRG}}(t)$ 为 t 时段储热罐存储的热能; τ_h 为储热罐的散热系数; $\eta_{h,\text{cha}}$ 、 $\eta_{h,\text{dis}}$ 分别为储热罐的蓄热、放热效率; $H_{\text{cha}}(t)$ 、 $H_{\text{dis}}(t)$ 分别为储热罐的蓄热、放热功率; H_c 、 H_f 分别为储热罐的蓄热、放热状态标志。由于文中调度采样间隔为 1 h,因此,可认为电能与热能在该采样间隔中均能及时响应。

1.4 需求侧可控负荷模型

传统的需求响应模型仅针对可控电负荷进行建模,但综合能源系统需求侧各类用能设备的调度潜力巨大,其设备按用能特性可划分为基础负荷、可平移负荷及可削减负荷。本文以用电负荷为例对各类可控设备建立模型。

1) 基础负荷设备模型。

基础负荷对于用能的时间及功率最为严格,不参加优化调度,是社区居民用户维持正常生产生活的基本负荷需求,如城市照明、市政热水等。

2) 可平移负荷。

可平移负荷具有用能时段不可中断的特性,因此,在针对该类负荷进行调度时,只能将此负荷在保持原有功率的前提下整体平移到另一个时段。典型用能设备包括洗衣机、热水器等。

某可平移负荷 L_{shift} 平移前用能时段为 $[t_1, t_2]$,平移后的起始时刻表示为 t_{sh} ,平移后可接受时段为 $[t_{\text{sh}}^-, t_{\text{sh}}^+]$,则负荷平移后的时段可表述为 $[t_{\text{sh}}, t_{\text{sh}} + t_2 - t_1]$ 。用 0-1 变量 α_τ 表示 L_{shift} 在时段 τ 的平移状态, $\alpha_\tau=0$ 表示不响应平移, $\alpha_\tau=1$ 表示响应平移。可平移负荷的调度成本(元/(kW·h))为

$$F^{\text{sh}} = \sum_{\tau=t_{\text{sh}}}^{t_{\text{sh}} + t_2 - t_1} \alpha_\tau F_c^{\text{sh}} P_\tau^{\text{sh}} \quad (10)$$

式中, P_τ^{sh} 为时段 τ 平移的功率。

3) 可削减负荷。

可削减负荷可按照具体功能时段下能源的充裕程度进行调度,在富余的情况下可接受一定比例的削减,如户用空调、暖气片等设备以升温或降温方式来响应削减。

可削减负荷 L_{cut} 在时段 τ 的功率为 $P_{\tau,1}^{\text{cut}}$,用 0-1 变量 γ_τ 表示削减状态, $\gamma_\tau=0$ 表示不响应削减, $\gamma_\tau=1$ 为响应削减。单位功率可削减负荷的调度成本(元/(kW·h))为

$$F^{\text{cut}} = F_c^{\text{cut}} \sum_{\tau=1}^{\tau=T} \gamma_\tau (P_{\tau,1}^{\text{cut}} - P_{\tau,2}^{\text{cut}}) \quad (11)$$

式中, $P_{\tau,1}^{\text{cut}}$ 为时段 τ 日前预测功率; $P_{\tau,2}^{\text{cut}}$ 为时段 τ 削减后的功率。

在实际生产生活中,需要考虑到用户的舒适度,不宜对可削减负荷进行过多干预,因此,在一个调度周期内应对其削减比例及削减时长进行约束。

① 削减时长约束。

$$\sum_{\tau=1}^{\tau+T_{\text{max}}^{\text{cut}}-1} (1 - \gamma_\tau) \geq 1 \quad (12)$$

$$\sum_{\tau=1}^{\tau+T_{\text{min}}^{\text{cut}}-1} \gamma_\tau \geq T_{\text{min}}^{\text{cut}} (\gamma_\tau - \gamma_{\tau-1}) \quad (13)$$

式(12)、(13)中, $T_{\text{max}}^{\text{cut}}$ 、 $T_{\text{min}}^{\text{cut}}$ 分别为一个调度周期内最大、最小削减时间。

② 削减次数限制。

$$\sum_{\tau=1}^{\tau=T} \gamma_\tau \leq N_{\text{max}} \quad (14)$$

式中, N_{max} 为调度周期内最大削减次数。

2 考虑可控负荷参与的含储能社区综合能源系统优化调度模型

2.1 目标函数

在一个调度周期中,根据社区综合能源系统的历史负荷曲线,预测未来 24 h 内的电、热负荷以及风电机组及光伏的出力曲线,并在满足该社区综合能源系统各模块基本运行的情况下,通过合理调度出力设备以及储能模块的配合,并考虑需求侧潜在的大量可供调度的可控负荷,使得该系统在一个调

度周期内的综合运行成本最小。

本文综合考虑系统的经济性和碳排放2个方面的指标因素,将系统的CO₂排放量换算成碳化物排放惩罚成本,并计入系统的综合运营成本 F 中。目标函数为

$$\min F = F_1 + F_2 + F_3 + F_4 \quad (15)$$

式中, F_1 为系统的机组运行维护成本; F_2 为系统向外电网购电费用; F_3 为系统需求侧可控负荷参与优化调度的激励费用; F_4 为系统在运行过程中排放CO₂的惩罚成本。

$$F_1 = \sum_{t=1}^{t=T} [K_w P_w(t) + K_{pv} P_{pv}(t) + C_{gas}(V_{MT}(t) + V_{GB}(t))] \quad (16)$$

式中, K_w 、 K_{pv} 分别为风电机组、光伏的运行成本系数,元/(kW·h); $P_w(t)$ 、 $P_{pv}(t)$ 分别为风电机组、光伏的输出功率。

$$F_2 = \sum_{t=1}^{t=T} K_n P_n(t) \quad (17)$$

式中, K_n 为向外部电网购电、售电的分段电价,元/(kW·h); $P_n(t)$ 为一个调度时段内与外部电网之间联络线的传输功率。

$$F_3 = F^{sh} + F^{cut} \quad (18)$$

式中, F^{sh} 为能源运营商激励用户可平移负荷参与调度的费用; F^{cut} 为能源运营商激励用户可削减负荷参与调度的费用。

$$F_4 = \sum_{t=1}^{t=T} K_f (\theta_1 P_n(t) + \theta_2 P_{MT}(t) + \theta_3 Q_{GB}(t)) \quad (19)$$

式中, K_f 为排放单位CO₂的环境惩罚成本; θ_1 、 θ_2 分别为传统燃煤电厂、燃气微燃机输出单位电能的CO₂排放系数; θ_3 为燃气锅炉输出单位热能的CO₂排放系数^[17]。

2.2 约束条件

社区综合能源系统内部设备众多且存在多种异质能源,对不同功能模块进行合理有效的约束是协调繁杂设备使其有序平稳运行的基础。

1) 电力网络功率平衡约束。

$$\begin{cases} P_{MT}(t) + P_n(t) + P_w(t) + P_{pv}(t) = \\ L_E(t) + P_c(t) + P_f(t) + P_{EB}(t) \\ P_E(t) = P^{base}(t) + P^{sh}(t) + P^{cut}(t) \end{cases} \quad (20)$$

式中, $P_E(t)$ 为一个调度时段内所有电负荷之和; $P^{base}(t)$ 为一个调度时段内基础电负荷。

2) 热力网络功率平衡约束。

$$\begin{cases} Q_{MT}(t) + Q_{GB}(t) + \eta_{EB} P_{EB}(t) = \\ Q(t) + Q_{CRG}(t) \\ Q(t) = Q^{base}(t) + Q^{sh}(t) + Q^{cut}(t) \end{cases} \quad (21)$$

式中, $Q(t)$ 为一个调度时段内所有热负荷之和; $Q^{base}(t)$ 、 $Q^{sh}(t)$ 、 $Q^{cut}(t)$ 分别为一个调度时段内基础、可平移及可削减热负荷。

由上述建模分析可知,该系统的优化调度模型是混合整数线性规划问题,本文在Matlab环境下采用Cplex求解器求解,得到一组满足各类约束目标的机组及可控负荷的最优分布。

3 算例分析

3.1 算例数据

本文选取上海某试点社区作为算例分析对象,根据历史预测数据得到该社区冬季典型日下光伏发电、风电机组出力以及电、热负荷预测曲线,如图2所示。

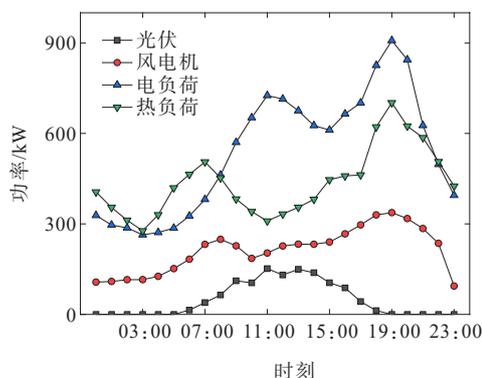


图2 负荷及可再生能源出力预测曲线

Figure 2 Load and renewable energy output forecast curve

该小区以24h作为一个调度周期,采样间隔为1h,且根据用能需求按照分时电价向大电网购入电能,其中,11:00—16:00、19:00—22:00为峰时段,电价为0.82元/(kW·h);00:00—08:00为谷时段,电价为0.25元/(kW·h);08:00—11:00、16:00—19:00、22:00—24:00为平时段,电价为

0.53 元/(kW·h)。天然气购入价格为 2.5 元/m³, 蓄电池组、储热罐的额定容量为 300 kW·h,最大蓄放能次数均为 8 次,其余设备参数如表 1 所示,可控负荷参数如表 2 所示。燃气微燃机运行以电定热模式跟随电负荷出力。

表 1 设备参数

Table 1 Equipment parameters

| 设备 | 电功率/kW | | 热功率/kW | | 运行成本/ (元/(kW·h)) |
|---------|--------|------|--------|-----|---------------------|
| | 上限 | 下限 | 上限 | 下限 | |
| 燃气微燃机 | 150 | 0 | 340 | 0 | 天然气价 |
| 燃气锅炉 | — | — | 300 | 0 | 天然气价 |
| 电锅炉 | 50 | 0 | — | — | 分时电价 |
| 大电网 | 400 | -400 | — | — | 分时电价 |
| 电、热储能设备 | — | — | 70 | -70 | 分时电价 天然气价 |
| 风电机 | 预测值 | 0 | — | — | 0.52 |
| 光伏 | 预测值 | 0 | — | — | 0.72 |

表 2 可控负荷激励参数

Table 2 Controllable load excitation parameters

| 可控负荷 | $t_1 \sim t_2$ | $t_{sh^-} \sim t_{sh^+}$ | $F_c^{sh}/$ (元/(kW·h)) | |
|--------|----------------|--------------------------|---------------------------|------------|
| | | | F_c^{sh} | F_c^{sh} |
| 可平移电负荷 | 16:00—21:00 | 06:00—22:00 | 0.15 | |
| 可平移热负荷 | 15:00—20:00 | 05:00—24:00 | 0.10 | |

| 可控负荷 | $T_{min}^{cut}/$ h | $T_{max}^{cut}/$ h | $N_{max}/$ 次 | $F_c^{cut}/$ (元/(kW·h)) |
|--------|-----------------------|-----------------------|-----------------|----------------------------|
| | | | | |
| 可削减热负荷 | 2 | 4 | 5 | 0.15 |

为验证该调度模型的有效性,本文设置 3 种场景进行对比验证:场景 1 考虑电、热可控负荷参与优化;场景 2 仅考虑电可控负荷参与优化;场景 3 不考虑需求侧可控负荷参与优化。

3.2 优化成本分析

考虑需求侧可控负荷参与优化的含储能社区综合能源系统,其电力网络的设备出力结果如图 3 所示,可知 00:00—09:00 时段内电力需求还未达到需求高峰,向外部电网购入电价较低,且由于风电机以及光伏发电的运行成本高于谷时段电价,系统优先选择向外部电网购电来满足电负荷并将部分富余的电能存储在蓄电池组;而在 10:00—15:00 时段内,电价较高而可再生能源功率充足,从成本

角度出发系统逐步减小向外电网购电,转而使用可再生能源发出的电能。

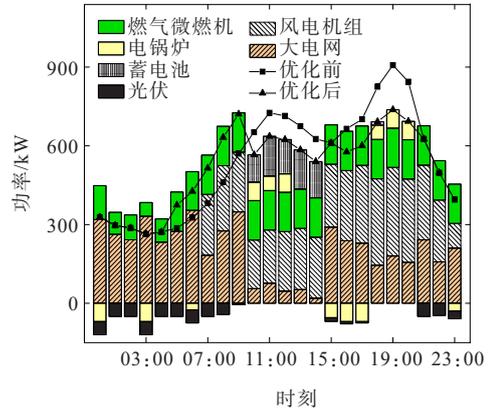


图 3 电网络功率平衡

Figure 3 Electric network power balance

从蓄电池组的出力分布来看,由于最大蓄、放电次数限制,其充放电操作都在负荷需求高峰及低谷时段内进行。在 23:00—07:00、15:00—18:00 等电价谷时段进行蓄能操作,在 10:00—13:00、18:00—21:00 进行放电操作,利用电价的差异,将低价电存储起来并在负荷高峰期释放出去,合理套利。

热力网络设备出力结果如图 4 所示,同电力网络类似,在 00:00—09:00 时段内,热负荷需求主要由电锅炉提供,并将多余的热能存储在储热罐中;在 18:00—22:00 时段内,热负荷与电负荷先后达到需求高峰期,由于燃气微燃机已达到满载运行,无法提供更多的烟气余热,加之电价较高,因此仍使用电锅炉制热不符合系统经济运行,此时由燃气锅炉补燃来供应热负荷缺口。

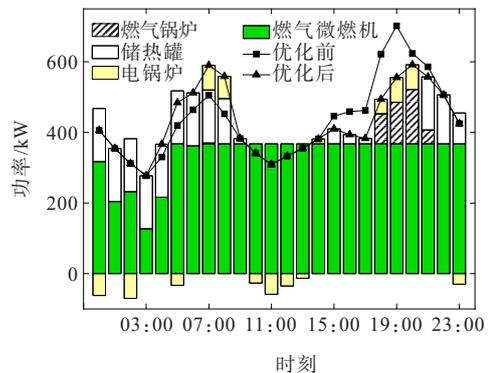


图 4 热网络功率平衡

Figure 4 Thermal network power balance

3种场景系统的综合运行成本如表3所示,可知场景1即本文所提优化调度模型在经济、环境2个方面的成本均最低,这是因为在场景1的调度模型中考虑了电热可控负荷,在给用户一定激励措施下,通过调整用户的用能功率及时段,避免了负荷过于集中在用能高峰期向电网高价购电。同时,用能低谷时适当蓄能,并在能源价格较高时释放能量进行套利,进一步提高系统的经济性。

表3 不同场景下系统运行成本比较

Table 3 Comparison of system operating costs in different scenarios 元

| 场景 | 运行成本 | | |
|----|---------|-------|---------|
| | 经济 | 环境 | 综合 |
| 1 | 8 096.2 | 800.9 | 8 897.1 |
| 2 | 8 219.4 | 833.7 | 9 053.1 |
| 3 | 8 454.5 | 882.3 | 9 336.8 |

表4 优化前、后可控负荷响应情况

Table 4 Controllable load response before and after optimization

| 场景 | 可平移电负荷 | | 可平移热负荷 | | 可削减电负荷 | | 可削减热负荷 | |
|----|--------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|
| | 时刻 | 功率/kW | 时刻 | 功率/kW | 时刻 | 功率/kW | 时刻 | 功率/kW |
| 1 | 06:00 | 87.8 | 05:00 | 36.4 | 11:00 | 36.9 | 18:00 | 13.5 |
| | 07:00 | 100.7 | 06:00 | 65.1 | 12:00 | 38.3 | 19:00 | 18.2 |
| | 08:00 | 133.6 | 07:00 | 47.9 | 13:00 | 38.7 | 20:00 | 17.2 |
| | 09:00 | 170.2 | 08:00 | 84.8 | 14:00 | 38.7 | 21:00 | 13.9 |
| | 10:00 | 150.8 | 09:00 | 106.0 | 15:00 | 36.9 | 22:00 | 12.3 |
| | 17:00 | 87.8 | 16:00 | 36.4 | 11:00 | 123.0 | 18:00 | 45.1 |
| 3 | 18:00 | 100.7 | 17:00 | 65.1 | 12:00 | 127.7 | 19:00 | 60.7 |
| | 19:00 | 133.6 | 18:00 | 47.9 | 13:00 | 129.0 | 20:00 | 57.3 |
| | 20:00 | 170.2 | 19:00 | 84.8 | 14:00 | 130.0 | 21:00 | 46.2 |
| | 21:00 | 150.8 | 20:00 | 106.0 | 15:00 | 123.0 | 22:00 | 41.0 |

表5 优化前、后负荷峰、谷功率

Table 5 Load peak and valley power before and after optimization kW

| 场景 | 电负荷 | | 热负荷 | |
|----|-------|-------|-------|------|
| | 峰值 | 谷值 | 峰值 | 谷值 |
| 1 | 737.9 | 263.8 | 173.5 | 71.9 |
| 3 | 907.7 | 263.8 | 196.2 | 64.5 |

3.4 考虑储能对系统综合成本的影响

本文考虑2种不同模式运行下储能对系统综合

3.3 考虑需求响应对系统负荷曲线影响

为进一步分析优化前、后对系统运行的影响,分析对比优化前、后需求侧可控负荷的分布情况,如表4所示,可知优化后可平移负荷为整体平移,相比优化前仅改变了用能的时段,并没有改变负荷的用能功率;而可削减负荷则在最大削减次数限制下优先在用能高峰期响应削减操作。

从图3、4可以看出,电、热负荷经过优化调度后负荷曲线较优化前更为平缓,其负荷峰、谷值如表5所示,在经过对负荷侧的一系列激励措施后,电、热负荷的峰值和谷值都有了一定程度的改变。电负荷的峰谷差由优化前的643.9 kW缩小为优化后的474.1 kW;热负荷的峰谷差由优化前的131.7 kW缩小为优化后的101.6 kW,有效改善了峰谷差,平滑了负荷曲线。

运行成本的影响,模式1下考虑电、热储能设备参与优化调度,模式2下不考虑储能设备参与调度。2种模式下系统运行成本比较如表6所示,可知在无储能设备参与的模式2下,系统的各项经济成本均有所上升,使得系统在一个调度周期内的成本由8 897.1元提高到了9 093.1元。

模式1即为场景1下系统的运行状态,模式2下系统各设备的出力结果如图5、6所示。从图5可以看出,相比场景1的出力结果,在00:00—10:00、15:00—18:00等负荷需求较低时段,储能未进行蓄

能操作,在 10:00—13:00、18:00—22:00 等负荷需求较高时段,储能未进行放能操作,导致午间及晚间用能高峰期系统从电网购电量增大,增加了系统的用能经济成本。同理,从图 6 可知,在 23:00—06:00、10:00—14:00 等负荷需求较低时段,没有将低价电能转换为热能存储,且由于在 10:00—13:00 的电能高峰期,为了缓解系统电能紧缺减少了电锅炉的制热量,缺额的热量需求由燃气锅炉补燃提供,加大了系统的运行经济成本。

表 6 2 种模式下系统运行成本比较

Table 6 Comparison of system operating costs in the two modes 元

| 模式 | 运行成本 | | |
|----|---------|-------|---------|
| | 经济 | 环境 | 综合 |
| 1 | 8 096.2 | 800.9 | 8 897.1 |
| 2 | 8 269.4 | 823.7 | 9 093.1 |

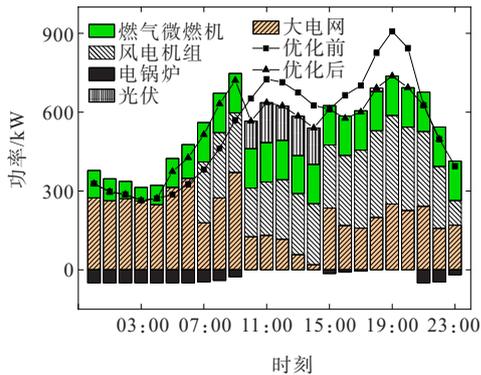


图 5 电力网络设备出力

Figure 5 Power network equipment output

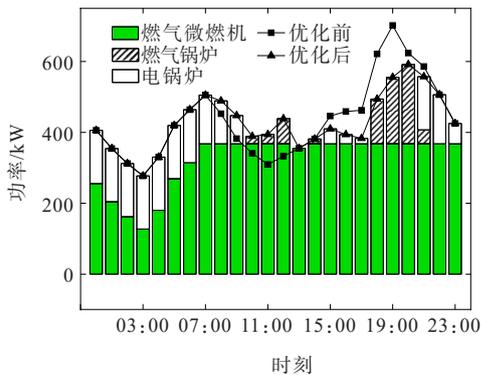


图 6 热力网络设备出力

Figure 6 Thermal network equipment output

3.5 考虑碳排放对系统优化运行的影响

现补充 2 种仿真验证场景:场景 4 调度过程中考虑碳排放;场景 5 调度过程中不考虑碳排放。对

比验证本文所提考虑碳排放对系统机组出力的影响。在一个调度周期内,场景 4、5 下运行成本分别为 8 897.1、8 065.6 元,可以看出调度过程中考虑碳排放比不考虑时运行成本高。原因是场景 5 在计算运行成本时未加入系统机组排放的 CO₂ 惩罚成本;同时,由于系统在电价高峰段不计及碳排放成本因素,因此,优先选择了较为经济但碳排量较高的燃气微燃机或燃气锅炉,以满足负荷所需。2 种场景下的机组出力曲线对比如图 7、8 所示。

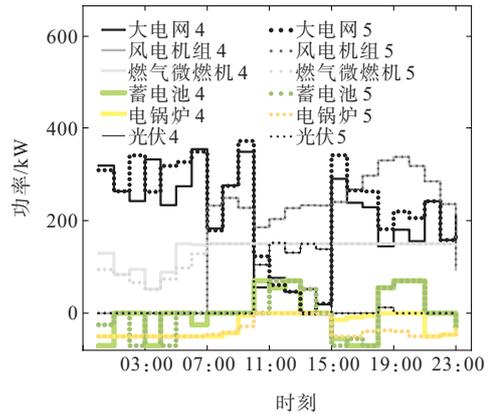


图 7 电力网络机组出力对比

Figure 7 Comparison of output of power network units

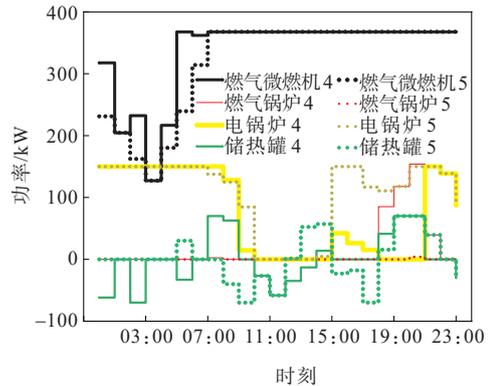


图 8 热力网络机组出力对比

Figure 8 Comparison of output of thermal network units

由图 7、8 可以看出,由于场景 5 系统优化的目标函数不再考虑碳排放的惩罚成本,系统机组的出力策略有了一定的调整。电力网络的机组出力方面:在电价谷时段即用能需求较低时段,系统增加了向大电网购电来满足电力负荷需求,同时减少了燃气微燃机的运行功率。热力网络机组出力方面:同电力网络类似,系统在电价较低时段减少了燃气

微燃机的出力,选择使用经济的电锅炉增发来满足热负荷所需。

通过以上分析可知,由于场景5较场景4未计入系统的CO₂排放的惩罚成本,因此场景5的运行成本更低。但由于场景5过于依赖大电网,可能会导致孤岛运行时系统的可靠性有一定程度的下降,不利于该社区综合能源系统的持续健康发展。

4 结语

本文在构建社区型综合能源系统需求侧可控负荷模型的基础上,考虑了电、热可控负荷及储能设备参与优化调度,以系统在一个调度周期综合运行成本最小为优化目标建立优化调度模型。

优化结果表明,需求侧存在的可平移、可削减负荷积极响应调度指令后使得系统的经济、环境成本均得到下降,且由于部分高峰期的可平移负荷用能时间优化至用能谷时段,使得在高峰期调整了可削减负荷的用能功率,使得优化后的负荷曲线峰谷差减小,平滑了负荷曲线。此外,基于储能设备的加入,利用电价差异在电价较低时段进行蓄能操作,并在电价较高时释放这部分存储的能量进行套利,提高了系统的经济性,并验证了本文所提优化调度模型的有效性,为社区型综合能源系统的优化运行提供了一定的参考。

参考文献:

- [1] 杨军伟,杜露露,刘夏,等.高风电渗透率下考虑需求侧管理策略的智能微电网调度方法[J].智慧电力,2021,49(3):32-39.
YANG Junwei, DU Lulu, LIU Xia, et al. Dispatching method of smart microgrid considering demand-side management strategy under high wind power penetration rate[J]. Smart Power, 2021, 49(3): 32-39.
- [2] 高强,刘畅,金道杰,等.考虑综合需求响应的园区综合能源系统优化配置[J].高压电器,2021,57(8):159-168.
GAO Qiang, LIU Chang, JIN Daojie, et al. Optimal configuration of park-level integrated energy system considering integrated demand response[J]. High Voltage Apparatus, 2021, 57(8): 159-168.
- [3] 孙可,何德,李春筱,等.考虑冰蓄冷空调多模式的工厂综合能源系统多能协同优化模型[J].电力建设,2017,38(12):12-19.
SUN Ke, HE De, LI Chunxiao, et al. Multi-energy cooperative optimization model of factory IES considering multi-model of ice storage[J]. Electric Power Construction, 2017, 38(12): 12-19.
- [4] 黄鸣宇,张庆平,张沈习,等.高比例清洁能源接入下计及需求响应的配电网重构[J].电力系统保护与控制,2022,50(1):116-123.
HUANG Mingyu, ZHANG Qingping, ZHANG Shenxi, et al. Distribution network reconfiguration considering demand-side response with high penetration of clean energy[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(1): 116-123.
- [5] 李振坤,岳美,胡荣,等.计及分布式电源与可平移负荷的变电站优化规划[J].中国电机工程学报,2016,36(18):4883-4893+5112.
LI Zhenkun, YUE Mei, HU Rong, et al. Optimal planning of substation considering distributed generation and shiftable loads[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(18): 4883-4893+5112.
- [6] 刘小龙,李欣然,刘志谱,等.基于风险量化与需求侧响应的综合能源系统储能事故备用优化利用[J].电工技术学报,2021,36(9):1901-1913.
LIU Xiaolong, LI Xinran, LIU Zhipu, et al. Study on the optimal utilization of integrated energy system emergency reserve based on risk quantification and demand side response[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(9): 1901-1913.
- [7] GUO Z, LI G Y, ZHOU M, et al. Resilient configuration approach of integrated community energy system considering integrated demand response under uncertainty [J]. IEEE Access, 2019, 7: 87513-87533.
- [8] 陈静川,蔡泽祥,马国龙.计及不确定性耦合与负荷需求管理的孤岛微电网电源容量优化[J].南方电网技术,2020,14(7):46-55.
CHEN Jingchuan, CAI Zexiang, MA Guolong. Power capacity optimization of islanded microgrid considering uncertainty coupling and load demand management[J]. Southern Power Grid Technology, 2020, 14(7): 46-55.
- [9] 周丹,孙可,郑朝明,等.考虑供热系统热储能特性的电-热综合系统随机优化调度模型研究[J].可再生能源

- 源,2020,38(3):380-387.
- ZHOU Dan,SUN Ke,ZHENG Chaoming,et al.A stochastic optimal dispatch method for integrated electrical-thermal energy system considering heat storage characteristics of heating system[J].Renewable Energy,2020,38(3):380-387.
- [10] BAO Z J,ZHOU Q,YANG Z H,et al. A multi time-scale and multi energy-type coordinated microgrid scheduling solution:Part II optimization algorithm and case studies[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(5): 2267-2277.
- [11] 许周,孙永辉,谢东亮,等. 计及电/热柔性负荷的区域综合能源系统储能优化配置[J]. 电力系统自动化,2020,44(2):53-63.
- XU Zhou, SUN Yonghui, XIE Dongliang, et al. Optimal configuration of energy storage for integrated region energy system considering power/thermal flexible load[J]. Automation of Electric Power Systems,2020,44(2):53-63.
- [12] 郭宴秀,苏建军,刘洋,等. 考虑电热交互和共享储能的多综合能源系统运行优化[J]. 中国电力,2023,56(4): 138-145.
- GUO Yanxiu, SU Jianjun, LIU Yang, et al. Optimal operation of multiple integrated energy systems considering power and heat interaction and shared energy storage system[J].Electric Power,2023,56(4):138-145.
- [13] 朱刘柱,尹晨旭,王宝,等. 计及风/光/荷不确定性的综合能源站随机规划研究[J]. 电网与清洁能源,2021,37(5):96-105.
- ZHU Liuzhu, YIN Chenxu, WANG Bao, et al. Stochastic programming of integrated energy station considering the uncertainties of wind power, photovoltaic and load[J]. Power System and Clean Energy, 2021, 37(5):96-105.
- [14] 张勇. 微型燃气轮机转速控制策略研究[D]. 徐州:中国矿业大学,2020.
- ZHANG Yong. Research on speed control strategy of micro gas turbine[D]. Xuzhou:China University of Mining and Technology,2020.
- [15] 鲍俊杰,王迪,刘峰,等. 燃尽风对燃气锅炉燃烧特性影响的模拟研究[J]. 热能动力工程,2020,35(7):95-101.
- BAO Junjie, WANG Di, LIU Feng, et al. Simulation research of ofa effects on the combustion characteristics of gas-fired boiler[J].Thermal Energy and Power Engineering, 2020,35(7):95-101.
- [16] 杨艳红,裴玮,邓卫,等. 计及蓄电池储能寿命影响的微电网日前调度优化[J]. 电工技术学报,2015,30(22): 172-180.
- YANG Yanhong, PEI Wei, DENG Wei, et al. Day-ahead scheduling optimization for microgrid with battery life model[J].Transactions of China Electrotechnical Society, 2015,30(22):172-180.
- [17] 范梦琪,刘建锋,朱正航. 含电转气的电—气综合能源系统低碳经济调度策略[J]. 水电能源科学,2019,37(10): 204-208.
- FAN Mengqi, LIU Jianfeng, ZHU Zhenghang. Power-to-gas considered low-carbon economic dispatch for integrated electricity-gas energy system[J]. Hydropower Energy Science,2019,37(10):204-208.