

考虑用户侧柔性负荷的社区综合能源系统 日前优化调度

刘蓉晖¹, 李子林¹, 杨 秀¹, 孙改平¹, 李莉华²

(1. 上海电力学院电气工程学院, 上海 200090; 2. 上海市电力公司电力科学研究院, 上海 200437)

摘 要: 针对综合能源系统中存在潜在的可调度资源, 基于能源集线器构建包含储能、燃气轮机发电系统、柔性负荷等在内的社区综合能源系统数学模型。该模型综合考虑用户侧柔性负荷的可平移、可转移、可削减的负荷特性。最终建立以总运行成本最小为目标的综合能源系统供需联合日前优化调度模型, 采用Yalmip工具箱和Cplex求解器对算例进行求解, 得到3种场景下柔性电、热负荷参与调度的优化结果, 并对比分析电热独立调度的经济效益。仿真结果表明: 电热耦合调度, 柔性电、热负荷的参与互动能明显降低系统运行成本, 减小负荷峰谷差, 缓解高峰用电压力。

关键词: 储能; 数学模型; 优化调度; 综合能源系统; 柔性负荷

中图分类号: TM732

文献标识码: A

0 引 言

能源是人类生存和发展的基础, 是工业生产和居民生活的关键要素, 综合能源系统对于推动我国能源结构转型^[1]和能源革命具有重要意义。文献[2,3]最早提出能源集线器(energy hub, EH)模型, 该模型已被广泛用于综合能源系统相关研究中。随着能源利用技术的不断发展, 负荷侧的能量管理越来越受关注, 国内外在柔性负荷参与电力系统优化调度方面都有一定研究。文献[4]提出考虑需求响应的能源集线器运行的调度模型, 研究了热负荷与电负荷的可转移特性, 在所提出的需求响应中, 提出热负荷可比电负荷更灵活地响应。文献[5,6]建立了包含多能源载体生产和传输系统与互联智能能源枢纽(smart energy hub, SEH)的多能源系统的优化运行模型, 以最小化供能成本和最大化用户满意度为目标, 根据系统运营商发布的能源价格调整终端用户的能源消费并制定内部的运行计划, 但只考虑了可削减特性。文献[7,8]考虑可平移负荷的用电特性, 对冷热电联供系统进行优化调度, 分析可平移负荷在削峰、减少综合运

行成本方面的作用。

以上对用户侧柔性负荷的研究大多只考虑一种特性的柔性负荷, 热负荷的可控性研究较少, 且负荷特性模型并不完善。针对以上问题, 本文以综合能源系统总运行成本最小为目标, 兼顾供电侧与用户侧柔性负荷的协调配合, 建立可平移、可转移、可削减电负荷模型, 并将其推广到热负荷, 构建考虑用户侧柔性电、热负荷的社区综合能源系统的优化调度模型。通过算例分析柔性电、热负荷对提高系统经济性、减小负荷峰谷差的作用, 通过不同场景的对比验证研究的合理性与有效性。

1 综合能源系统及负荷模型

本文采用能源集线器(EH)概念^[9]进行建模, 考虑用户侧柔性负荷的综合能源系统模型可用图1描述, 其能源输入为电网电能、分布式电源出力和天然气; 能源转换装置包括变压器、燃气轮机; 电能输出由变压器和燃气轮机发电系统共同完成, 热能输出由燃气轮机中的热回收系统和燃气锅炉提供; 存储环节包括蓄电池及蓄热槽; 负荷包括不可控负荷和可控的柔性负荷。

收稿日期: 2018-10-07

基金项目: 上海绿色能源并网工程技术研究中心项目(13DZ2251900); 上海市科委地方能力建设计划(16020500900)

通信作者: 孙改平(1984—), 女, 博士研究生、讲师, 主要从事电力系统调度优化和电力市场等方面的研究。gaiping_sun@shiep.edu.cn

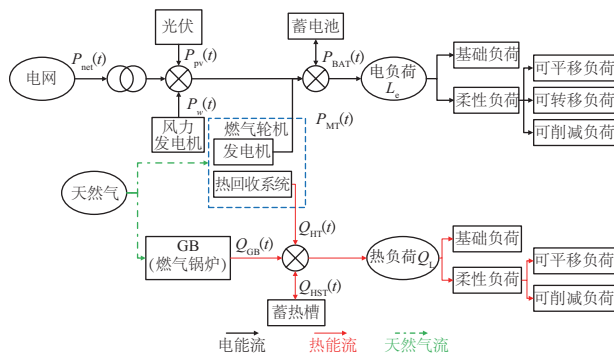


图1 综合能源系统模型

Fig. 1 Integrated energy system model

1.1 用户侧负荷特性分析

综合能源系统按负荷参与需求响应^[10]的方式,将用户负荷分为4类:1)基础负荷:属于不可控负荷,对用户的需求完全响应,系统不能改变其用能方式和用能时间;2)可平移负荷:负荷供电时间可按计划变动,负荷需整体平移,用电时间跨越多个调度时段;3)可削减负荷:可承受一定中断或降功率、减少时间运行的负荷,根据供需情况对其进行部分或全部削减;4)可转移负荷:各时间段用电量可灵活调节,但要满足转移后整个周期负荷总量与转移前保持不变。

可平移负荷和可转移负荷都具有负荷供电时间按计划变动的特性,但二者也有区别:可平移负荷需整体平移,其用电时间不能中断且持续时间固定,用电时段所需的功率不可改变,如洗衣机、消毒柜等;可转移负荷比可平移负荷更灵活,用电时段的用电量可灵活调节,用电时段允许中断且持续时间不固定,只需满足转移前后的负荷需求总量不变,电动汽车是典型的可转移负荷,有序充电模式下电动汽车的充电时间、充电功率均可调整,但所需的总充电量不变。考虑到用户对热负荷较敏感,本文只考虑热负荷中的可平移、可削减负荷特性。以下以电负荷为例,分析各负荷数学模型及补偿机制。

1.1.1 可平移负荷

设单位调度时段为1 h,对于某可平移负荷 L_{shift} ,其参与调度前的功率分布向量 L_{shift}^* 如式(1):

$$L_{\text{shift}}^* = (0, \dots, P_{t_s}^{\text{shift}}, P_{t_s+1}^{\text{shift}}, \dots, P_{t_D}^{\text{shift}}, \dots, 0) \quad (1)$$

式中, t_s ——起始时段,h; t_D ——持续时间,h。

假设可平移时段区间为 $[t_{\text{sh-}}, t_{\text{sh+}}]$,由于需整体平移,要考虑 L_{shift} 的起始时段和持续时间,用0—1变量 α 表示 L_{shift} 某一时段 τ 的平移状态, $\alpha=1$ 时,表示 L_{shift} 从 τ 时段开始; $\alpha=0$ 表示 L_{shift} 负荷不平移,则起始时段的集合 S_{shift} 为:

$$S_{\text{shift}} = [t_{\text{sh-}}, t_{\text{sh+}} - t_D + 1] \cup \{t_s\} \quad (2)$$

若 $\tau=t_s$,则负荷未改变;若 $\tau \in [t_{\text{sh-}}, t_{\text{sh+}} - t_D + 1]$ 且 $\tau \neq t_s$,则 L_{shift}^* 从起始时段 t_s 平移到起始时段为 τ 的 L_{shift} 的功率分布向量为:

$$L_{\text{shift}} = (0, \dots, P_{\tau}^{\text{shift}}, P_{\tau+1}^{\text{shift}}, \dots, P_{\tau+t_D-t_s}^{\text{shift}}, \dots, 0) \quad (3)$$

平移后需补偿用户的费用 F_{shift} 为:

$$F_{\text{shift}} = F_{\text{cost}}^{\text{shift}} P_{\text{sum}}^{\text{shift}} \sum_{t=t_{\text{sh-}}}^{t_{\text{sh+}}-t_D+1} \alpha_t \quad (4)$$

式中, $F_{\text{cost}}^{\text{shift}}$ ——单位功率负荷平移的补偿价格,¥/kW; $P_{\text{sum}}^{\text{shift}}$ —— L_{shift} 用电功率之和,kW。

1.1.2 可转移负荷

假设可转移负荷 L_{tran} 的转移时段区间为 $[t_{\text{tr-}}, t_{\text{tr+}}]$,用0—1变量 β 表示 L_{tran} 某一时段 τ 的转移状态, $\beta_{\tau}=1$ 表示在时段 τ 时 L_{tran} 中的功率 P_{τ}^{tran} 发生转移,其转移的功率由式(5)约束:

$$\beta_t P_{\min}^{\text{tran}} \leq P_t^{\text{tran}} \leq \beta_t P_{\max}^{\text{tran}} \quad (5)$$

式中, P_{\min}^{tran} 、 P_{\max}^{tran} ——可转移负荷功率的最小值、最大值,kW。

如果在负荷转移时不加限制,会出现负荷转移到多个单时段,外部表现为设备的频繁启停,因此需对转移负荷的最小持续运行时间进行约束:

$$\sum_{\tau=t}^{t+T_{\min}^{\text{tran}}-1} \beta_{\tau} \geq T_{\min}^{\text{tran}} (\beta_t - \beta_{t-1}) \quad (6)$$

式中, T_{\min}^{tran} ——最小连续运行时间,h。

转移后需补偿用户的费用 F_{tran} 为:

$$F_{\text{tran}} = F_{\text{cost}}^{\text{tran}} \sum_{t=t_{\text{tr-}}}^{t_{\text{tr+}}} (\beta_t P_t^{\text{tran}}) \quad (7)$$

式中, $F_{\text{cost}}^{\text{tran}}$ ——单位功率负荷转移的补偿价格,¥/kW。

1.1.3 可削减负荷

与可平移、可转移负荷不改变用户用电量的特性不同,可削减负荷削减了用户的用电量。用0—1变量 γ 表示可削减负荷 L_{cut} 某一时段 τ 的削减状态, $\gamma_{\tau}=1$ 表示 L_{cut} 在 τ 时段被削减,则参与调度后

在 τ 时段的功率为:

$$P_{\tau}^{\text{cut}} = (1 - \theta_{\tau} \gamma_{\tau}) P_{\tau}^{\text{cut}^*} \quad (8)$$

式中, θ_{τ} —— τ 时段的负荷削减系数; $\theta_{\tau} \in [0, 1]$;

$P_{\tau}^{\text{cut}^*}$ —— L_{cut} 参与调度前 τ 时段的功率, kW。

考虑到用户满意度, 还需对最小、最大连续削减时间及削减次数进行约束。

1) 最小连续削减时间约束

$$\sum_{t=1}^{t+T_{\min}^{\text{cut}}-1} \gamma_t \geq T_{\min}^{\text{cut}} (\gamma_t - \gamma_{t-1}) \quad (9)$$

2) 最大连续削减时间约束

$$\sum_{t=1}^{t+T_{\max}^{\text{cut}}+1} (1 - \gamma_t) \geq 1 \quad (10)$$

3) 削减次数约束

$$\sum_{t=1}^{24} \gamma_t \leq N_{\max} \quad (11)$$

$$F_{\text{cut}} = F_{\text{cost}} \sum_{t=1}^T \gamma_t (P_t^{\text{cut}} - P_t^{\text{cut}^*}) \quad (12)$$

式中, T_{\min}^{cut} —— 最小连续削减时间, h; T_{\max}^{cut} —— 最大连续削减时间, h; N_{\max} —— 最大削减次数; F_{cost} —— 单位功率负荷转移的补偿价格, ¥/kW。

2 社区综合能源系统经济调度模型

考虑用户侧柔性负荷的社区综合能源系统经济优化运行的目标是: 根据综合能源系统未来 24 h 电、热负荷、风电机组、光伏出力预测曲线, 在满足综合能源系统各单元约束、允许弃风弃光的基本前提下, 通过合理安排各可控单元出力, 合理调度用户侧的柔性负荷、通过储能的配合使得综合能源系统日运行的综合经济成本最少。

2.1 目标函数

社区综合能源系统日运行成本包括分布式电源运行成本、电网购电成本、用户侧柔性负荷优化的补偿成本、燃气轮机的燃料成本、蓄电池及蓄热槽的折旧成本, 目标函数如式(13)所示。

$$\min F_{\text{EH}} = F_{\text{DG}} + F_{\text{net}} + F_{\text{MT}} + F_{\text{GB}} + F_{\text{HST}} + F_{\text{BAT}} + F_{\text{L}} \quad (13)$$

$$F_{\text{DG}} = \sum_{t=1}^T [K_w P_w(t) + K_{\text{pv}} P_{\text{pv}}(t)] \quad (14)$$

$$F_{\text{net}} = \sum_{t=1}^T [K_b P_{\text{net}}(t)] \quad (15)$$

$$F_{\text{GB}} = \sum_{t=1}^T K_{\text{GB}} P_{\text{GB}}(t) \quad (16)$$

$$F_{\text{HST}} = \sum_{t=1}^T K_{\text{HST}} |P_{\text{HST}}(t)| \quad (17)$$

$$F_{\text{BAT}} = \sum_{t=1}^T K_{\text{BAT}} |P_{\text{BAT}}(t)| \quad (18)$$

$$F_{\text{L}} = F_{\text{shift}} + F_{\text{tran}} + F_{\text{cut}} \quad (19)$$

式中, F_{EH} —— 综合能源系统总运行费用, ¥; F_{DG} —— 分布式电源运行成本, ¥; F_{net} —— 电网购电成本, ¥; F_{GB} —— 燃气锅炉的运行成本, ¥; F_{HST} 、 F_{BAT} —— 蓄热槽、蓄电池折旧成本, ¥; F_{L} —— 电、热柔性负荷优化的总补偿费用, ¥; T —— 总运行周期, h; K_w 、 K_{pv} 、 K_{GB} —— 风电机组、光伏、燃气锅炉的运行成本系数; K_b —— 向电网购电的分时电价; K_{HST} 、 K_{BAT} —— 蓄热槽、蓄电池折旧系数; $P_w(t)$ 、 $P_{\text{pv}}(t)$ —— 风电机组、光伏输出功率, kW; $P_{\text{net}}(t)$ —— 与电网交换的电功率, 购电为正, kW; $P_{\text{HST}}(t)$ —— 蓄热槽的吸放热功率, 吸热为正, 放热为负, kW; $P_{\text{BAT}}(t)$ —— 蓄电池充放电功率, 充电为正, 放电为负, kW。

2.2 约束条件

2.2.1 电网络约束

1) 电功率平衡约束

$$\begin{cases} P_w + P_{\text{pv}} + P_{\text{net}} + P_{\text{MT}} = L_e + P_{\text{BAT}} \\ L_e = L_{\text{base}} + L_{\text{shift}} + L_{\text{tran}} + L_{\text{cut}} \end{cases} \quad (20)$$

式中, P_{MT} —— 燃气轮机输出的电功率, kW; L_e —— 总电负荷; L_{base} —— 综合能源系统中的基础负荷, 不参与调度, kW; L_{shift} 、 L_{tran} 、 L_{cut} —— 可平移、可转移、可削减电负荷, kW。

2) 功率上下限约束

$$0 \leq P_w \leq P_{w, \max} \quad (21)$$

$$0 \leq P_{\text{pv}} \leq P_{\text{pv}, \max} \quad (22)$$

$$P_{\text{net}, \min} \leq P_{\text{net}} \leq P_{\text{net}, \max} \quad (23)$$

$$0 \leq P_{\text{MT}} \leq P_{\text{MT}, \max} \quad (24)$$

$$P_{\text{BAT}, \min} \leq P_{\text{BAT}} \leq P_{\text{BAT}, \max} \quad (25)$$

式中, $P_{w, \max}$ 、 $P_{\text{pv}, \max}$ —— 预测的风电机组、光伏出力, kW; $P_{\text{net}, \min}$ 、 $P_{\text{net}, \max}$ —— 电网交换功率的最小值与最大值, kW; $P_{\text{MT}, \max}$ —— 燃气轮机的额定电功率, kW; $P_{\text{BAT}, \min}$ 、 $P_{\text{BAT}, \max}$ —— 蓄电池放电、充电最大功率, kW。

3) 蓄电池约束

蓄电池荷电状态(SOC)应满足上下限值约束:

$$S_{\min} \leq S_{\text{soc}}(t) \leq S_{\max} \quad (26)$$

式中, S_{\max} 、 S_{\min} —— 蓄电池 t 时段的荷电状态上、下限值。

考虑到在单位时间间隔 Δt 内, 蓄电池不能同时处于充电和放电状态, 因此蓄电池的充放电状态需满足以下约束:

$$X_t \cdot Y_t = 0 \quad (27)$$

式中, X_t —— 充电状态, $X_t \in \{0, 1\}$; Y_t —— 放电状态, $Y_t \in \{0, 1\}$ 。

在一个调度周期内, 蓄电池的充放电次数会对电池寿命造成影响^[11], 因此添加以下约束:

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^T |X_{t+1} - X_t| \leq N_1 \\ \sum_{t=1}^T |Y_{t+1} - Y_t| \leq N_2 \end{cases} \quad (28)$$

式中, N_1 、 N_2 —— 蓄电池充、放电的次数限制值。

蓄电池在参与系统的运行优化过程中, 其能量状态需满足在调度周期始末相等的约束:

$$S_0 = S_T \quad (29)$$

式中, S_0 、 S_T —— 蓄电池始、末荷电状态。

2.2.2 热网络约束

1) 热功率平衡约束

$$\begin{cases} Q_{\text{HT}} + Q_{\text{GB}} = Q_{\text{L}} + Q_{\text{HST}} \\ Q_{\text{L}} = Q_{\text{base}} + Q_{\text{shift}} + Q_{\text{cut}} \end{cases} \quad (30)$$

式中, Q_{L} —— 总热负荷, kW; Q_{base} 、 Q_{shift} 、 Q_{cut} —— 热负荷中的基础负荷、可平移负荷、可削减负荷, kW。

2) 功率上下限约束

$$0 \leq Q_{\text{HT}} \leq Q_{\text{HT,max}} \quad (31)$$

$$0 \leq Q_{\text{GB}} \leq Q_{\text{GB,max}} \quad (32)$$

$$Q_{\text{HST,min}} \leq Q_{\text{HST}} \leq Q_{\text{HST,max}} \quad (33)$$

式中, $Q_{\text{HT,max}}$ 、 $Q_{\text{GB,max}}$ —— 热回收系统、燃气轮机的额定输出热功率, kW; $Q_{\text{HST,min}}$ 、 $Q_{\text{HST,max}}$ —— 蓄热槽放热、吸热最大功率, kW。

3) 蓄热槽约束

蓄热槽不能同时处于吸热和放热状态, 因此蓄热槽的吸放热状态需满足以下约束:

$$A_t \cdot B_t = 0 \quad (34)$$

蓄热槽能量状态同样需满足在调度周期始末

相等的约束:

$$W_0 = W_T \quad (35)$$

式中, W_0 、 W_T —— 蓄热槽始、末蓄热槽热量。

针对上述模型, 本文在 Matlab 环境下采用 Yalmip 工具箱中的 Cplex 求解器求解模型。

3 算例分析

3.1 基础数据

本文选取某社区综合能源系统作为研究对象, 其中包括光伏、风电机组、燃气轮机、蓄电池、蓄热槽等。以次日为 1 个运行周期, 取时间间隔为 1 h, 分为 24 个时段。光伏、风电机组预测出力, 以及电、热预测负荷见图 2, 各设备参数见表 1, 各柔性负荷参数如表 2 所示。

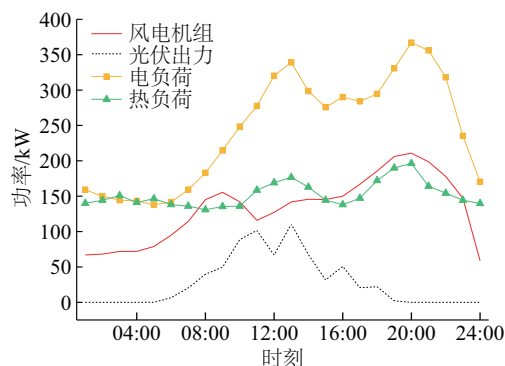


图2 风电机组、光伏出力及电、热负荷功率预测

Fig. 2 Prediction of WT, PV output and power of electric and thermal loads

表1 电源及其他设备参数

Table 1 Parameters of power source in integrated energy system

类型	功率/kW		运行成本/ ¥·kWh ⁻¹
	下限	上限	
大电网	0	160	分时电价
风电机组	0	预测值	0.52
光伏	0	预测值	0.72
燃气轮机 电功率	0	65	天然气价
燃气轮机 热功率	0	160	天然气价

表2 柔性负荷参数				
Table 2 Flexible load parameters				
类型	t_s	t_D/h	$t_{sh-}\sim t_{sh+}$	$F^{*shift}_{cost}/\text{¥}\cdot\text{kWh}^{-1}$
可平移电负荷1	19:00	3	05:00~21:00	0.2
可平移电负荷2	11:00	2	07:00~23:00	0.2
可平移热负荷	17:00	3	05:00~21:00	0.1

类型	T^{tran}_{min}/h	$P^{tran}_{min}\sim P^{tran}_{max}$	$t_{tr-}\sim t_{tr+}$	$F^{*tran}_{cost}/\text{¥}\cdot\text{kWh}^{-1}$
可转移电负荷	2	8~26.7 kW	04:00~22:00	0.3

类型	T^{cut}_{min}/h	T^{cut}_{max}/h	$N_{max}/\text{次}$	$F^{*cut}_{cost}/\text{¥}\cdot\text{kWh}^{-1}$
可削减电负荷	2	5	8	0.4
可削减热负荷	2	5	8	0.2

天然气价格取 2.5 ¥/m³,天然气低燃值取 9.7 kWh/m³。蓄电池 S_{min} 取为 0.40, S_{max} 取为 0.95,充放电效率取 0.9,自放电损耗系数取 0.001,充放电次数各限制 8 次。该地区根据分时电价将一天分为 6 个时间段进行分析,峰时段为 10:00~15:00、18:00~21:00,电价为 0.82 ¥/kWh;平时段为 07:00~10:00、15:00~18:00、21:00~24:00,电价为 0.53 ¥/kWh;谷时段为 00:00~7:00,电价为 0.25 ¥/kWh。

用户侧的电负荷包括基础电负荷、可平移电负荷 1 和可平移电负荷 2、可转移电负荷和可削减电负荷;热负荷包括基础热负荷、可平移热负荷和可削减热负荷,各柔性电、热负荷优化前分布情况如图 3 所示。

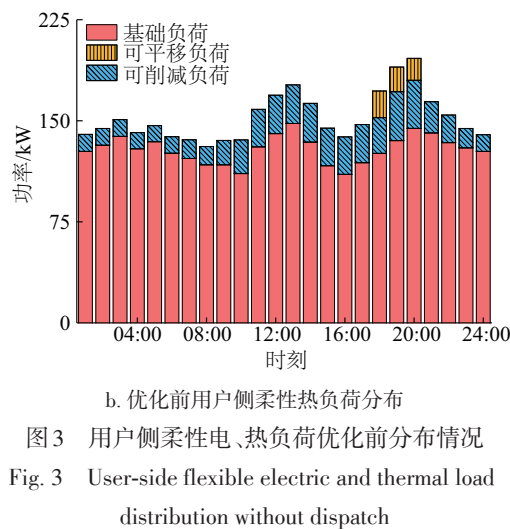
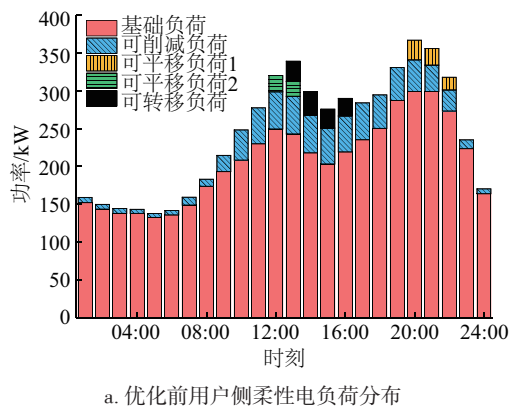


图3 用户侧柔性电、热负荷优化前分布情况
Fig. 3 User-side flexible electric and thermal load distribution without dispatch

为验证柔性负荷对综合能源系统的影响,设置 3 种场景进行对比分析:

场景 1:考虑包括可平移、可转移、可削减的柔性电负荷和包括可平移、可削减的柔性热负荷参与系统优化调度的情况;

场景 2:只考虑包括可平移、可转移、可削减柔性电负荷,不考虑柔性热负荷参与系统优化调度的情况;

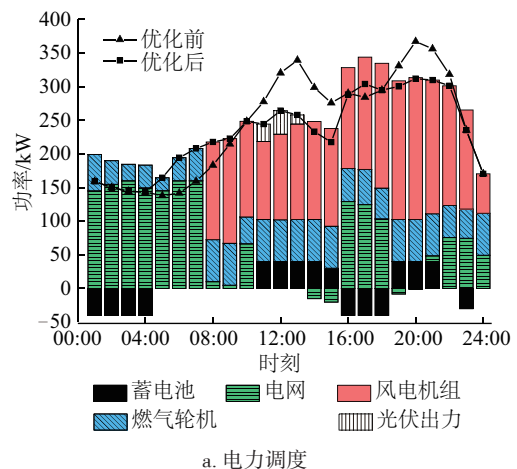
场景 3:不考虑柔性负荷参与系统优化调度的情况。

3 种场景除负荷不同外,其他条件均相同。

3.2 仿真结果分析

3.2.1 柔性负荷对系统的影响

通过 Matlab 优化调度分析,可得到 3 种场景的优化结果,场景 1 各能源出力情况及优化后柔性电、热负荷分布情况,如图 4 和图 5 所示。



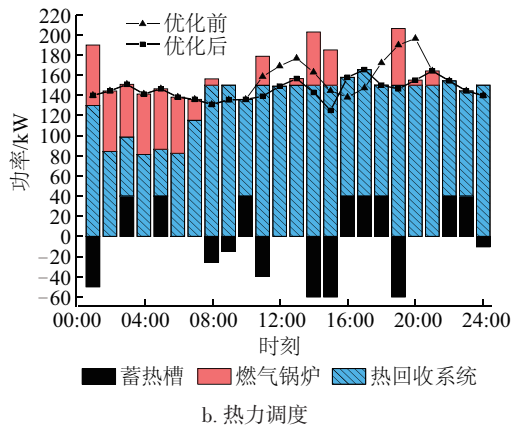
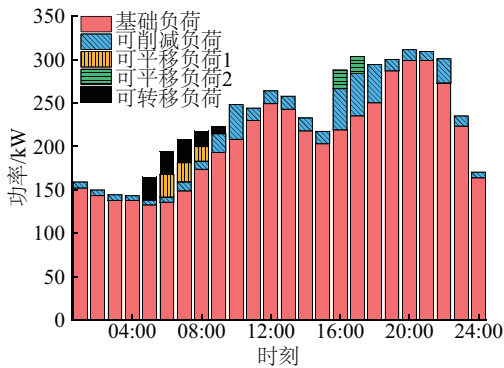
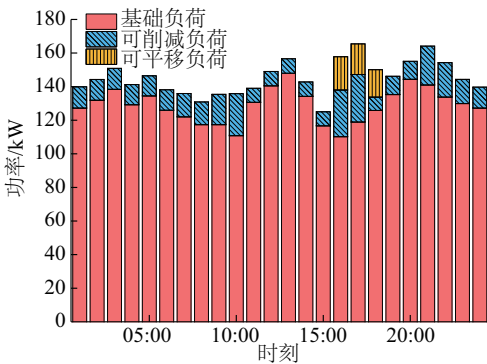


图4 场景1各能源出力情况

Fig. 4 Power output after scheduling in scenario 1



a. 电负荷分布情况



b. 热负荷分布情况

图5 场景1电、热负荷优化后曲线

Fig. 5 Electric and Thermal load curve after scheduling in scenario 1

图4中,对于电负荷,在00:00~07:00时段,电价处于谷时段,所需的电负荷也处于较低水平,此时电价为0.25元/kWh,而由于此时光伏无出力,风电机组的运行成本为0.52元/kWh,高于购电价,因此优先由电网提供电能,所以08:00之前无风电机组出力。燃气轮机由于处于以热定电模式,所以会提供

一定的电能,多余的电能给蓄电池充电;在10:00~15:00、18:00~21:00时段,此时分布式能源充沛,购电成本较高,充分利用风光资源;蓄电池在00:00~04:00、15:00~18:00等电价较低时段充电,在10:00~15:00、19:00~21:00电价峰时段,蓄电池释放电能。

对于热负荷,大部分由热回收系统提供热力输出,燃气锅炉与蓄热槽进行补燃。在00:00~07:00时段,燃气锅炉的出力一方面降低了燃气轮机的热出力和电出力;另一方面燃气轮机电出力的减少,使得此时电力调度尽量从电网购电,多余的电出力被蓄电池吸收,降低了此时段的电力调度运行成本。在10:00~15:00、18:00~21:00燃气轮机处于满发状态,此时电负荷也属于高峰时段,燃气轮机的满发也可补足电力的短缺。在00:00~01:00、10:00~11:00、13:00~15:00、18:00~19:00等时段,在热负荷处于低谷时,燃气锅炉为蓄热槽进行蓄热,在热负荷达到高峰期时,蓄热槽进行放热,蓄热槽起到削峰填谷的作用。

蓄电池在整个调度周期中,在谷时段电价时充电,在峰时段电价时放电,充分利用峰谷电价差降低系统运行的费用;蓄热槽则在热负荷低谷时储存燃气锅炉或热回收系统多发出的热量,在热负荷高峰时释放热量,满足社区综合能源系统的热负荷需求。在02:00~03:00、04:00~05:00电价谷时段,蓄热槽的出力可减少热回收系统的出力,从而进一步降低此时段的系统运行成本;在09:00~10:00、15:00~18:00、21:00~23:00时段,蓄热槽的出力使得燃气轮机的电出力减少,系统此时段可多消纳风电出力。为了进一步分析储能对系统的影响,分析比较以下3种情况:不考虑储热、储电时,系统总运行成本为3392.2元;考虑储热、不考虑储电时,系统总运行成本为3321.7元;考虑储热、储电时,系统总运行成本为3162.3元。可看出电、热储能的加入使系统总成本降低6.77%。

对比图3与图5可知,对于柔性电负荷,可平移负荷1从19:00~22:00平移到05:00~08:00,可平移负荷2从11:00~13:00平移到15:00~17:00,可平移负荷1、可平移负荷2都从电价峰时段平移到相对电价较低的时段;可转移负荷从原来4个时段拆分为5个时段,可平移负荷和可转移负荷的具体数据见表3。从表3可看出,可平移负荷在平移过程中,其负荷持续时间未改变,其在持续时段的用电功率也与原来相等,而可转移负荷的用电持续时段和用电功率均发生变化,与可平移负荷相比,功率分布更灵活。

表3 可平移、可转移柔性负荷的对比
Table 3 Comparison of Shiftable and transferable loads

柔性负荷	柔性负荷优化前情况		柔性负荷优化后情况
可平移电负荷1	时段	20:00~22:00	06:00~08:00
	功率/kW	25.98、22.00、16.82	25.98、22.00、16.82
可平移电负荷2	时段	12:00~13:00	16:00~17:00
	功率/kW	21.44、19.65	21.44、19.65
可平移热负荷	时段	18:00~20:00	16:00~18:00
	功率/kW	19.73、18.24、16.30	19.73、18.24、16.30
可转移电负荷	时段	13:00~16:00	05:00~09:00
	功率/kW	26.73、30.79、25.07、23.31	26.70、26.70、26.70、17.79、8.00

在 10:00~15:00、18:00~21:00 时段负荷发生削减,多出现在电价峰时段。对于柔性热负荷,与电负荷类似,可平移负荷从晚高峰时段平移到平时段,起到削峰作用,负荷的削减使得热负荷进一步降低。3 种场景电、热负荷成本及峰谷差对比如表 4 所示。

表4 不同场景优化结果
Table 4 Optimal results of different scenarios

场景	成本/¥	净负荷峰谷差/kW	
		电负荷	热负荷
1	3162.3	168.43	34.57
2	3244.6	168.43	65.47
3	3432.9	229.17	65.47

由表 4 可知,场景 3 无柔性负荷参与调度,综合能源系统的运行成本最高,成本为 3432.9 ¥;场景 2 由于柔性电负荷的参与,成本降低了 5.49%,成本为 3244.6 ¥;场景 1 在场景 2 的基础上加入柔性热负荷,成本降低 7.88%,成本为 3162.3 ¥。

3 种场景电、热负荷变化情况如图 6 所示。分析对比图 6a、图 6b 可看出:由于场景 3 无柔性负荷参与调度、场景 1、场景 2 均有柔性电负荷的参与,电负荷曲线出现峰时段的用电量得到削减、负荷改变用电时段的情况,电负荷峰谷差由 229.17 kW 降至 168.43 kW;而由于场景 2 为柔性热负荷参与调度,场景 2 的热负荷曲线与场景 3 热负荷曲线重合,场景 1 柔性热负荷的参与使得负荷曲线发生削峰填谷,热负荷峰谷差也从 65.47 kW 降至 34.57 kW。

综合以上分析,储能及柔性负荷的加入,能有

效减少综合能源系统的总运行成本及降低负荷峰谷差。

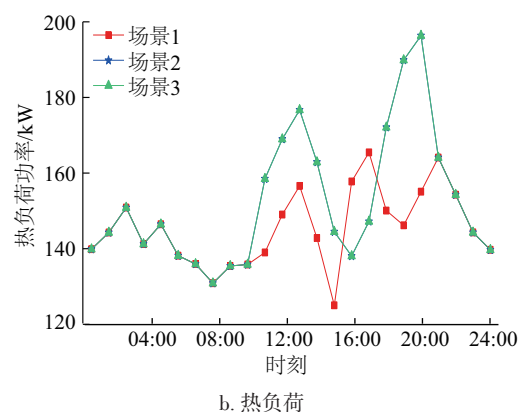
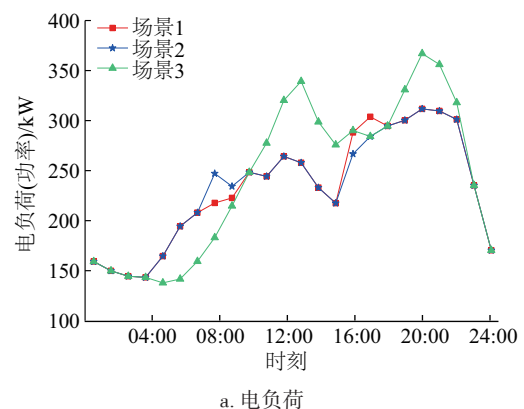


图6 不同场景电、热负荷变化情况
Fig. 6 Change of electric and thermal load in different scenarios

3.2.2 耦合分析

为验证本文社区综合能源系统供需联合优化调度模型的优势,分析对比热电分产的电热独立调度方式,记为方式 1;将本文所提出的电热调度方式记为方式 2。

1)方式1的各能源出力情况如图7所示。其中,电热独立调度情况下,热负荷由燃气锅炉和蓄热槽提供,燃气锅炉的各时段均处于运行状态且跟随热负荷出力,由于电热之间无耦合,蓄热槽的吸放热不受电力调度的影响,仅与热负荷相关,在热负荷处于低谷时,蓄热槽蓄热,在热负荷高峰期时,蓄热槽放热,蓄热槽也达到削峰填谷的目的。电力调度与热力调度相互独立,互不影响,但由于燃气轮机只发电,余热未进入热回收系统进行回收,能源利用效率较低,电热调度成本较高,为3314.6¥。

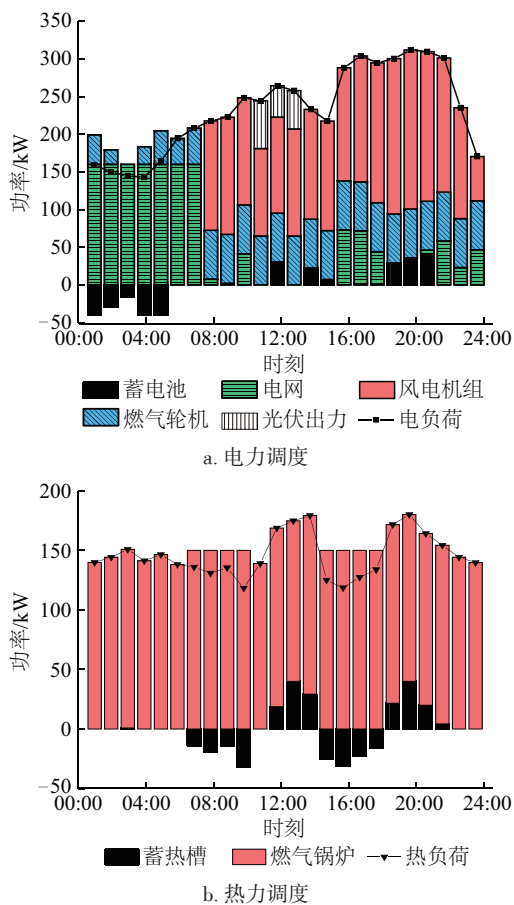


图7 电热独立调度时各能源出力情况

Fig. 7 Energy output in independent electrical and thermal dispatch under mode 1

2)方式2中综合能源系统电热负荷之间通过燃气轮机发电系统相互联系,且蓄热槽的加入使得燃气轮机的电出力可不被热负荷所限制,能自主参与到电力调度中,在电价较低时段,燃气锅炉出力或蓄热槽放热,减少燃气轮机的电出力;在电价较高时段,蓄热槽吸热,使得燃气轮机的出力增加,以满足电能需求。燃气轮机与蓄热槽、燃气锅炉的相

互配合,可进一步降低社区综合能源系统的综合运行成本,为3162.3¥。

比较结果验证了本文模型中的电热耦合运行在调度中的优势。

4 结论

本文建立综合能源系统多形式、多特性的负荷模型,充分利用用户侧的电、热柔性负荷,提出考虑用户侧柔性负荷的综合能源系统经济调度模型,通过算例分析表明,本文的社区综合能源系统耦合调度相对于电热独立调度方式具有明显优势,可削减负荷能实现负荷削峰,可平移负荷和可转移负荷发挥移峰作用,并分析多场景下柔性负荷的参与和各类柔性负荷的相互配合对综合能源系统运行成本的影响,验证了柔性负荷的参与不仅能合理调整电、热负荷曲线,还能有效减少系统运行成本,实现了综合能源系统经济调度的目标,并且柔性负荷考虑了用户用电特点和满足用户要求,工程可实现性好。

本文模型适用于含有电、热两种形式能源的单区域综合能源系统,后续可进一步研究更完善、多种能源形式互补的综合能源系统以及拓宽适用范围,将柔性负荷模型推广到多综合能源系统互连系统中。

[参考文献]

- [1] 艾 芊, 郝 然. 多能互补、集成优化能源系统关键技术及挑战[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(4): 2—10, 46.
- [1] Ai Qian, Hao Ran. Key optimal allocation model for multi-energy capacity of virtual power plant considering conditional value-at-risk[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4): 2—10, 46.
- [2] Geidl M, Koeppel G, Favre-Perrod P, et al. Energy hubs for the future[J]. IEEE Power and Energy Magazine, 2007, 5(1): 24—30.
- [3] Geidl M, Andersson G. Optimal power flow of multiple energy carriers[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(1): 145—155.
- [4] Alipour M, Zare K, Abapour M. MINLP probabilistic scheduling model for demand response programs integrated energy hubs[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2018, 14(1): 79—88.

- [5] Ni Linna, Liu Weijia, Wen Fushuan, et al. Optimal operation of electricity, natural gas and heat systems considering integrated demand responses and diversified storage devices[J]. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2018, 6(3): 423—437.
- [6] Dolatabadi A, Mohammadi-Ivatloo Behnam. Stochastic risk-constrained scheduling of smart energy hub in the presence of wind power and demand response[J]. *Applied Thermal Engineering*, 2017, 123: 40—49.
- [7] 胡 荣, 张宓璐, 李振坤, 等. 计及可平移负荷的分布式冷热电联供系统优化运行[J]. *电网技术*, 2018, 42(3): 715—721.
- [7] Hu Rong, Zhang Milu, Li Zhenkun, et al. Optimal operation for CCHP system considering shiftable loads [J]. *Power System Technology*, 2018, 42(3): 715—721.
- [8] 符 杨, 蒋一鏐, 李振坤, 等. 计及可平移负荷的微网经济优化调度[J]. *中国电机工程学报*, 2014, 34(16): 2612—2620.
- [8] Fu Yang, Jiang Yiliu, Li Zhenkun, et al. Optimal economic dispatch for microgrid considering shiftable loads[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2014, 34(16): 2612—2620.
- [9] 陈泽兴, 张勇军, 许志恒, 等. 计及需求价格弹性的区域能源中心建模与日前优化调度[J]. *电力系统自动化*, 2018, 42(12): 27—35.
- [9] Chen Zexing, Zhang Yongjun, Xu Zhiheng, et al. Modelling and optimal day-ahead dispatch of district energy centre considering price elasticity of energy load demand[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2018, 42(12): 27—35.
- [10] 王 晗, 徐潇源, 严 正. 考虑柔性负荷的多目标安全约束机组组合优化模型及求解[J]. *电网技术*, 2017, 41(6): 1904—1912.
- [10] Wang Han, Xu Xiaoyuan, Yan Zheng. Multi-objective optimization of security constrained unit commitment model and solution considering flexible load [J]. *Power System Technology*, 2017, 41(6): 1904—1912.
- [11] 孙 浩, 张 磊, 许海林, 等. 微电网日内调度计划的混合整数规划模型[J]. *电力系统自动化*, 2015, 39(19): 21—27.
- [11] Sun Hao, Zhang Lei, Xu Hailin, et al. Mixed integer programming model for microgrid intra-day scheduling [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2015, 39(19): 21—27.

OPTIMAL DISPATCH OF COMMUNITY INTEGRATED ENERGY SYSTEM CONSIDERING USER-SIDE FLEXIBLE LOAD

Liu Ronghui¹, Li Zilin¹, Yang Xiu¹, Sun Gaiping¹, Li Lihua²

(1. *College of Electric Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China;*

2. *Electric Power Research Institute of SG Shanghai Electric Power Company, Shanghai 200437, China)*

Abstract: Aiming at the potential dispatchable resources in the integrated energy system, this paper builds a mathematical model of the community integrated energy system based on the energy hub, including energy storage, gas turbine power generation system and flexible load, etc. The model takes into account the load characteristics of user-side flexible load, which can be shifted, transferred and reduced. Finally, a joint optimization model for the supply and demand of integrated energy system with the goal of minimum total operating cost is established. The Yalmip toolbox and Cplex solver are used to solve the example, and the optimization results of flexible electric and thermal load participation scheduling in three scenarios are analyzed, and the economic benefits of independent electrical and thermal dispatch are compared and analyzed. The simulation results show that the participation of electrical and thermal coupled scheduling and flexible electric or thermal loads can significantly reduce the system operating cost, reduce the load peak-to-valley difference, and relieve peak power consumption pressure.

Keywords: electric storage; mathematical models; optimization; integrated energy system; flexible load