

计及综合需求响应的园区综合能源系统优化运行

白雪婷, 杨瑞琪, 陈泽春, 杨德昌

(中国农业大学信息与电气工程学院, 北京 100083)

摘要:为提高综合能源系统对新能源的消纳能力,降低系统运行成本。以工业园区综合能源系统为研究对象,提出一种考虑综合需求响应的优化调度模型。首先,建立包含 CHP 机组、燃气锅炉、电锅炉等耦合设备的园区综合能源系统基本结构,并将系统需求侧柔性负荷分为可转移、可中断、可替代负荷 3 种,其中可替代负荷实现了多类能源之间的协调互动。其次,讨论需求侧灵活资源电动汽车的可调度价值,结合系统分时电价以及负荷曲线,有序引导电动汽车充放电以参与综合能源系统的优化调度。最后,进行实例分析,验证所提模型在运行成本、消纳新能源以及“削峰填谷”等方面的优势。

关键词:园区综合能源系统;综合需求响应;电动汽车;有序充放电;优化运行

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2021.03.004 中图分类号:TM73 文章编号:1673-9140(2021)03-0027-09

Optimal operation of the park integrated energy system considering integrated demand response

BAI Xueting, YANG Ruiqi, CHEN Zechun, YANG Dechang

(School of Information and Electrical Engineering, China Agricultural University, Beijing 100083, China)

Abstract: In order to improve the ability of integrated energy system to absorb new energy and reduce system operating cost, an optimal scheduling model is proposed by considering the integrated demand response and the integrated energy system of industrial park is taken as the research object. Firstly, the basic model of the park integrated energy system including CHP unit, gas boiler, electric boiler and other coupled equipment is established, and the flexible loads on the demand side of the system are divided into three types: transferable loads, interruptible loads, and replaceable loads. Among them, replaceable loads realizes the coordination and interaction between multiple types of energy. Secondly, the schedulable value of electric vehicles is discussed, combined with the time-of-use electricity price and load curves of the system, the charging and discharging of electric vehicles are orderly guided to participate in the optimal scheduling of integrated energy system. Finally, an example is included to verify the advantages of the proposed model in terms of operating cost, consumption of new energy and peak loads shaving.

Key words: park integrated energy system; integrated demand response; electric vehicles; orderly charging and discharging; optimized operation

综合能源系统整合了区域内冷能、电能、气能、热能等多种能源,使各能源网彼此耦合,不再是相互独立的关系^[1]。随着风电、光伏等分布式电源并网数量不断地增加,其较大的出力随机性,会给电网稳定运行带来威胁,造成清洁能源难以消纳的问题^[2]。而需求响应(demand response, DR)的参与可以将用户侧纳入电力系统调控范围,在改善负荷曲线、电力系统优化调度等方面有着重要作用^[3-4]。随着综合能源系统的不断发展,传统电力需求响应也逐渐发展为综合需求响应(integrated demand response, IDR),相对于传统电力需求响应单纯在横向上的时间转移和用能削减,IDR 将响应行为更新为用能种类的转换(纵向)与时间转移(横向)的结合^[5]。

目前针对需求响应的研究,文献[6]搭建的多源信息融合的综合能源系统,考虑了光伏出力的不确定性以及电负荷需求响应对系统的影响,确保系统即使在最差状态下也能相对经济地运行;文献[7]设置了碳排放量最小以及燃料成本最小 2 个目标函数,将风电出力的不确定性以及柔性资源对系统优化运行影响纳入考虑,建立了含大规模风电的电力系统经济低碳调度模型;文献[8]分析了在电网规划中考虑需求响应,减少污染物排放方面的优势,并分析了其对电力系统扩展投资整体效益的影响。

随着电动汽车(electric vehicle, EV)在电网中的渗透率越来越高,电网的平稳运行面临着更大的挑战。而 EV 是一种具有储能特性以及转移特性的特殊电负荷,因此将其纳入需求响应的研究范围,可以提高系统各方面性能。文献[9]考虑了 EV 的储能特性,通过对其建立通用虚拟电池模型,来表征其作为需求侧资源的灵活性,最后通过算例验证了模型有效性;文献[10]将 EV 与地源热泵同时考虑到需求响应中,以促进风电的消纳,并以系统运行成本最小为目标,建立系统优化模型;文献[11]中将 EV 的不同充放电策略与 V2G(vehicle-to-grid, V2G)进行了比较,并通过实际案例分析证明了 V2G 可以降低 EV 的充电成本。

通过上述分析可知,目前针对综合能源系统的需求响应机制,考虑的能源属性和能源需求差异不够深入。并且没有深入研究 EV 参与综合能源系统优化调度时,EV 充放电对系统的影响。因此,在该

文设计的园区综合能源系统(park integrated energy system, PIES)模型中,考虑了多源负荷的需求响应以及 EV 的有序调度,以系统运行成本最小为目标,考虑各类约束,建立系统优化调度模型;最后在实际工业园区中对所提模型的有效性进行验证。

1 园区综合能源系统模型

1.1 PIES 基本结构

园区综合能源的基本结构如图 1 所示。系统内部能量产生单元有光伏发电机组(photovoltaic power, PV)和风力发电机组(wind turbine, WT)。能量耦合单元有 CHP 机组(combined heat and power, CHP)、燃气锅炉(gas boiler, GB)以及电锅炉(electric boiler, EB),分别将电热、电气、热气网络进行耦合,实现网络间能量的流动。储能单元有电储能装置(electric energy storage, EES)以及热储能装置(thermal energy storage, TES),储能装置的加入可以使更多的分布式能源得到消纳,并起到“削峰填谷”的作用,增加系统灵活性。同时系统与上端配电网、配热网、配气网相连接,当系统内部能源无法满足用户用能需求时,可以向外部能源网进行购买。EV 是一种特殊的电力负荷,既可以作为系统的储能单元,又可以作为可转移的电负荷。在此基础上引入 IDR 机制,不但实现了单一种类能源在特定时间尺度下负荷的横向转移与中断,还实现了多种能源类型在特定时间点的纵向能源替代。

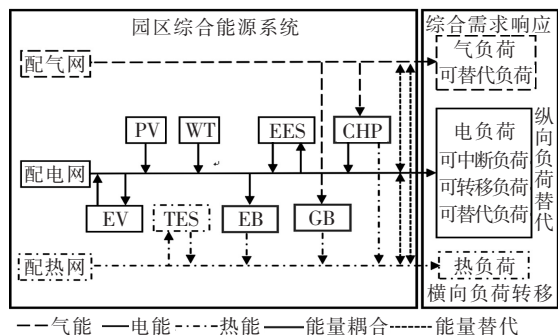


图 1 园区综合能源系统的结构

Figure 1 The structure of the park integrated energy system

1.2 综合需求响应模型

DR 是指电力市场发出价格或激励信号,用户随即做出反应,改变自身用电方式。然而传统 DR

仅停留在对电网的研究,在能源互联网背景下,系统呈现了“源—网—荷—储”多侧融合,多能源种类互补的特点,因此DR涉及的能源种类以及响应方式也在不断更新,IDR应运而生。

该文仅考虑电负荷的中断与转移,以及分时能源价格机制下电负荷与气负荷的相互替代,IDR模型为

$$\begin{cases} P'_L(t) = P_L(t) + P_{\text{cut}}(t) + P_{\text{tran}}(t) + P_{\text{rep}}^e(t) \\ H'_L(t) = H_L(t) \\ G'_L(t) = G_L(t) + G_{\text{rep}}^g(t) \end{cases} \quad (1)$$

式中 $P_L(t)$ 、 $H_L(t)$ 、 $G_L(t)$ 、 $P'_L(t)$ 、 $H'_L(t)$ 、 $G'_L(t)$ 分别为发生 IDR 前后的 t 时刻网内电、热、气负荷的总量; $P_{\text{cut}}(t)$ 、 $P_{\text{tran}}(t)$ 、 $P_{\text{rep}}^e(t)$ 分别为 t 时刻可中断、可转移、可替代电负荷总量; $G_{\text{rep}}^g(t)$ 为 t 时刻可替代气负荷总量。

1) 可转移负荷^[12]。

为使用户的基本生活需求不受影响,电负荷转移前后,总量保持不变,且每时段转入转出的负荷量,不得超出所允许的最大值,即

$$\sum_{t=1}^{24} P_{\text{tran}}(t) = 0 \quad (2)$$

$$|P_{\text{tran}}(t)| \leq f_s(t) P_L(t) \quad (3)$$

式中 $f_s(t)$ 为 t 时刻系统允许转移的电负荷占 t 时刻总电负荷的比例。

2) 可中断负荷。

为了维持用户的正常生活,可中断负荷响应的量不能超过系统允许的最大值,即

$$-P_{\text{cut,max}} \leq P_{\text{cut}}(t) \leq 0 \quad (4)$$

式中 $P_{\text{cut,max}}$ 为系统允许的最大可中断负荷量。

3) 可替代负荷。

用户侧可以对比同时段不同能源价格的分布,以选择不同的能源设备相互替代,以满足自身用能需求,例如,电磁炉与燃气灶的互相替代,即

$$P_{\text{rep}}^e(t) = -\eta_g^e G_{\text{rep}}^g(t) \quad (5)$$

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

式中 η_g^e 为电气转换系数; $P_{\text{rep,max}}^e$ 为可替代电负荷的最大值。

1.3 电动汽车有序充放电模型

该文以私家电动汽车为研究对象进行分析。由

文献[13]可知,车主一结束出行便开始充电,并网时间近似满足正态分布 $T_0 \sim N(17.6, 3.4)$ 。并网时, EV 初始荷电状态可近似满足正态分布 $S_{\text{oc}} \sim N(0.6, 0.2)$ 。EV 参数见表 1。

表 1 电动汽车参数

Table 1 Electric vehicle parameters		
参数	单位	值
电池容量	kW·h	82
转换效率	%	90
S_{oc} 上/下限	%	100/20
充/放电功率	kW	8/12

在有序充放电模式下,采用与用户签订合同的方式,规定用户对车辆进行充电的时间,一般情况下为凌晨时段。该时段电负荷水平较低,在该时段对 EV 进行集中充电,既可以降低用户的充电成本又可以平抑电网峰谷差。同时规定车辆向系统集中放电的时间,一般情况下为电负荷晚高峰时段,此时车主已陆续返回,这样既可以缓解电网用能压力,降低系统购电成本,用户也可以获得一定的经济补贴,达到共赢的效果。假设电池充满($S_{\text{oc}} = 90\%$)即停止充电,且一辆车一天只并网一次, EV 集中充电的时段为 $T_1 - T_2$,集中放电时段为 $T_3 - T_4$ 。

第 i 辆 EV 的放电开始时刻为

$$\text{[不存在, } T_1 \leq T_0(i) < T_2$$

$$T_{\text{dis}}^{\text{start}}(i) = \begin{cases} T_3, & T_2 \leq T_0(i) < T_3 \\ T_0(i), & T_3 \leq T_0(i) \leq T_4 \end{cases} \quad (7)$$

$$\text{[} T_0(i), T_3 \leq T_0(i) \leq T_4$$

第 i 辆 EV 最大放电时长为

$$T_{\text{dis}}^{\text{max}}(i) = \frac{S(i)E_{\text{EV}}}{P_{\text{dis}}^{\text{EV}}\eta_{\text{EV}}} \quad (8)$$

式中 E_{EV} 为 EV 电池容量; $P_{\text{dis}}^{\text{EV}}$ 、 η_{EV} 分别为 EV 放电功率和充放电效率。

第 i 辆 EV 的放电结束时刻为

$$T_{\text{dis}}^{\text{end}}(i) = \begin{cases} T_{\text{dis}}^{\text{start}}(i) + T_{\text{dis}}^{\text{max}}, & T_{\text{dis}}^{\text{start}}(i) + T_{\text{dis}}^{\text{max}} \leq T_4 \\ T_4, & T_{\text{dis}}^{\text{start}}(i) + T_{\text{dis}}^{\text{max}} > T_4 \end{cases} \quad (9)$$

第 i 辆 EV 充电开始时段为

$$T_{\text{ch}}^{\text{start}}(i) = \begin{cases} T_0(i), & T_1 \leq T_0(i) \leq T_2 \\ T_1, & T_2 < T_0(i) \leq T_4 \end{cases} \quad (10)$$

EV 的充电需求量包括车主出行消耗的电能以及 EV 向电网放电的电能。EV 的电能需求量为

$$W_{EV}(i) = (S_{\max} - S_{\min} - S(i)) + P_{EV}^{\text{dis}} T_{\text{dis}}(i) \quad (11)$$

式中 S_{\max} 、 S_{\min} 分别为电池荷电状态的最大、最小值； $T_i(i)$ 为第 i 辆 EV 放电时长。

故第 i 辆 EV 持续充电时长 $T_{\text{ch}}(i)$ 为

$$T_{\text{ch}}(i) = \frac{W_{EV}(i)}{P_{EV}^{\text{ch}} \eta_{EV}} \quad (12)$$

式中 $P_{\text{ch}}^{\text{EV}}$ 为 EV 的充电功率。

在得到系统每辆电动车各时刻的充放电负荷后,叠加可得到总负荷。假设 EV 的总数为 N ,则 t 时刻网内 EV 总充放电负荷为

$$P_{\text{EVload}}(t) = \sum_{i=1}^N P_i(t) \quad (13)$$

式中 $P_i(t)$ 为 t 时刻第 i 辆 EV 的充放电功率。

2 园区综合能源系统优化模型

2.1 目标函数

该文设定的综合能源系统优化运行目标是在满足电、热、气系统安全稳定运行的约束条件下,实现整个系统日运行成本最低。总成本包含系统的购能成本、综合需求侧响应成本以及 EV 有序充放电补贴成本,即

$$\min C_{\text{total}} = \sum_{t=1}^{24} (C_{\text{power}}(t) + C_{\text{heat}}(t) + C_{\text{gas}}(t) + C_{\text{IDR}}(t) + C_{\text{EV}}(t)) \Delta t \quad (14)$$

式中 $C_{\text{total}}(t)$ 为 24 小时内系统总运行成本； $C_{\text{power}}(t)$ 、 $C_{\text{heat}}(t)$ 、 $C_{\text{gas}}(t)$ 分别为 t 时刻系统购电、购热、购气成本； $C_{\text{IDR}}(t)$ 为 t 时刻实施综合需求侧响应产生的成本； $C_{\text{EV}}(t)$ 为 t 时刻 EV 有序充放电补贴成本。

1) 购电成本。

$$C_{\text{power}}(t) = P_{\text{pe}}(t) p_{\text{power}}(t) \quad (15)$$

式中 $p_{\text{power}}(t)$ 为 t 时刻系统向电网购电的价格。

2) 购热成本。

$$C_{\text{heat}}(t) = H_{\text{pe}}(t) p_{\text{heat}} \quad (16)$$

式中 p_{heat} 为单位热功率的价格。

3) 购气成本。

$$C_{\text{gas}}(t) = G_{\text{pe}}(t) p_{\text{gas}}(t) \quad (17)$$

式中 $p_{\text{gas}}(t)$ 为 t 时刻天然气的价格。

4) 综合需求侧响应成本。

负荷替代行为不会对用户的用能体验造成影响,因此无需设置可替代负荷补偿,即

$$C_{\text{IDR}}(t) = p_{\text{cut}}(t) |P_{\text{cut}}(t)| + p_{\text{tran}} |P_{\text{tran}}(t)| \quad (18)$$

式中 $P_{\text{cut}}(t)$ 、 $P_{\text{tran}}(t)$ 分别为 t 时刻可中断负荷、可转移负荷的量； $p_{\text{cut}}(t)$ 、 p_{tran} 分别为单位可中断、可转移负荷的补偿成本。

5) EV 有序充放电补贴成本。

$$C_{\text{EV}}(t) = p_{\text{dis}}^{\text{EV}} P_{\text{dis}}^{\text{EV}}(t) + p_{\text{ch}}^{\text{EV}} P_{\text{ch}}^{\text{EV}}(t) \quad (19)$$

式中 $p_{\text{ch}}^{\text{EV}}$ 、 $p_{\text{dis}}^{\text{EV}}$ 分别为 EV 参与有序充放电机制的充电补偿和放电补偿； $P_{\text{ch}}^{\text{EV}}(t)$ 、 $P_{\text{dis}}^{\text{EV}}(t)$ 分别为 t 时刻 EV 的充电总量和放电总量。

2.2 约束条件

1) 电功率平衡约束^[14]。

$$P_{\text{pe}}(t) + P_{\text{EES}}^{\text{dis}}(t) + P'_{\text{WT}}(t) + P'_{\text{PV}}(t) + P_{\text{MT}}(t) = P'_L(t) + P_{\text{EB}}(t) + P_{\text{EES}}^{\text{ch}}(t) + P_{\text{EVload}}(t) \quad (20)$$

式中 $P'_{\text{WT}}(t)$ 、 $P'_{\text{PV}}(t)$ 分别为风电、光伏实际出力值。

2) 热功率平衡约束。

$$H'_L + H_{\text{TES}}^{\text{ch}}(t) = H_{\text{MT}}(t) + H_{\text{TES}}^{\text{dis}}(t) + H_{\text{pe}}(t) + H_{\text{EB}}(t) + H_{\text{GB}}(t) \quad (21)$$

式中 $H_{\text{MT}}(t)$ 、 $H_{\text{EB}}(t)$ 、 $H_{\text{GB}}(t)$ 分别为 t 时刻 CHP 机组、电锅炉、燃气锅炉产生的热量。

3) 天然气平衡约束。

$$G_{\text{pe}}(t) = G'_L(t) + G_{\text{GB}}(t) + G_{\text{MT}}(t) \quad (22)$$

式中 $G_{\text{GB}}(t)$ 、 $G_{\text{MT}}(t)$ 分别为 t 时刻燃气锅炉和 CHP 机组消耗的天然气量。

4) 电储能约束。

该文采用蓄电池作为电储能装置,其储电容量与充放电约束为

$$\begin{cases} E_{\text{EES}}(24) = E_{\text{EES}}(1) \\ E_{\text{EES}}^{\min} \leq E_{\text{EES}}(t) \leq E_{\text{EES}}^{\max} \\ 0 \leq P_{\text{EES}}^{\text{ch}}(t) \leq P_{\text{EES-ch}}^{\max} \\ 0 \leq P_{\text{EES}}^{\text{dis}}(t) \leq P_{\text{EES-dis}}^{\max} \end{cases} \quad (23)$$

式中 E_{EES}^{\min} 、 E_{EES}^{\max} 分别为蓄电池充放电容量的最小值和最大值； $P_{\text{EES-ch}}^{\max}$ 、 $P_{\text{EES-dis}}^{\max}$ 分别为蓄电池充电和放电的最大值。

5) 热储能约束。

该文采用蓄热罐作为热储能装置,其储热容量与充放热约束为

$$\begin{cases}
 E_{TES}(24) = E_{TES}(1) \\
 E_{TES}^{\min} \leq E_{TES}(t) \leq E_{TES}^{\max} \\
 0 \leq H_{TES}^{ch}(t) \leq H_{TES-ch}^{\max} \\
 0 \leq H_{TES}^{dis}(t) \leq H_{TES-dis}^{\max}
 \end{cases} \quad (24)$$

式中 E_{TES}^{\max} 、 E_{TES}^{\min} 分别为蓄热罐热容量的最大、最小值; H_{TES-ch}^{\max} 、 $H_{TES-dis}^{\max}$ 分别为蓄热罐充放热的最大值。

2.3 求解方法

该文采用蒙特卡洛模拟算法求解 EV 有序充放电模型,在此基础上,使用 GAMS 求解综合能源系统优化模型。GAMS 是一款数学规划软件,比起其他计算机语言,GAMS 语言较为直观,因此用户可以灵活建立各类型数学模型,并求解多种数学优化问题。该文利用 GAMS 求解系统运行最小化问题。

1)对模型中的变量进行声明,并输入系统数据、参数。

2)建立数学模型以表征各物理量之间的逻辑关系。

3)定义各变量的上下限。

4)设定模型的目标函数与约束条件。

5)选择合适的求解器进行求解。由于该文建立的数学模型包含非线性函数,而 CONOPT 求解器可以快速求解大型复杂的非线性规划问题,所以选择 CONOPT 求解器对模型进行求解。

3 算例分析

3.1 基础数据

该文以北方某市一工业园区为研究对象,以冬季为仿真场景进行仿真。园区配备风电、光伏发电机组作为能源供应,CHP 机组、电锅炉、燃气锅炉、储能装置等设备实现电、气、热能源的灵活转换。当系统内部电能、热能、天然气无法满足需求时,可向上级能源网进行购买。系统内包含 750 辆 EV,均采用有序充放电模式。假设系统在 00:00—07:00 对 EV 进行集中充电,17:00—24:00 时 EV 向系统集中放电。EV 参与有序充放电策略的充电补偿为 0.1 元/kW,放电补偿为 0.2 元/kW。该园区综合能源系统的调度周期为 24 h,单位调度时间为 1 h。该文以 1 月某日作为冬季典型日,园区内 24 h 电负荷、热负荷、气负荷以及风/光出力曲线如图 2 所示。

实施分时电价、气价后,峰、谷、平时段的划分以及各时段向外网购电、购气的价格如表 2 所示。可转移负荷的补偿价格为 0.08 元/kW,允许时间段与每时段允许转移的负荷率如表 3 所示,可中断负荷的允许时段与各时段的补偿价格分别如表 4 所示。

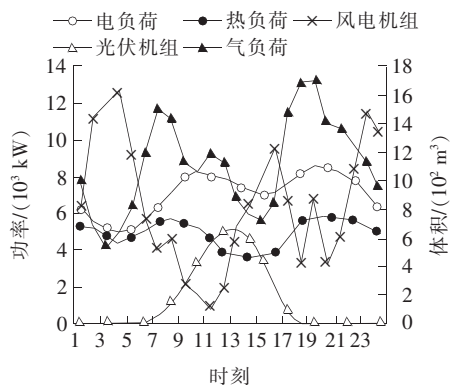


图 2 典型日电、热、气负荷以及风光出力曲线

Figure 2 Typical daily power, heat and gas load and wind/solar output curves

表 2 天然气、电力各时段价格

Table 2 Prices of natural gas and electricity for each period

分段	天然气		电力	
	时段	价格/(元/m ³)	时段	价格/(元/kW·h)
谷	22:00—06:00	1.10	00:00—06:00	0.32
			06:00—09:00	
平	06:00—08:00	2.05	12:00—17:00	0.55
	11:00—17:00		22:00—24:00	
峰	08:00—11:00	2.46	09:00—12:00	0.86
	17:00—22:00		17:00—22:00	

表 3 可转移负荷的实施时段

Table 3 Implementation period of transferable loads

转移时段	允许转入(出)的最大负荷率
00:00—06:00	0.11
06:00—09:00	0.04
12:00—18:00	
09:00—12:00	0.07
18:00—22:00	

表 4 可中断负荷的实施时段以及补偿价格

Table 4 Implementation period of interruptible loads and compensation price 元/kW

中断时间	补偿	中断时间	补偿
09:00—12:00	0.165	18:00—22:00	0.170

3.2 优化运行特性分析

该文将 EV 的有序调度与 IDR 纳入综合能源系统优化运行的考虑范围。PIES 的优化结果如图 3~5 所示,其中包括了系统电网、热网、气网的平衡,以及各单元出力情况。

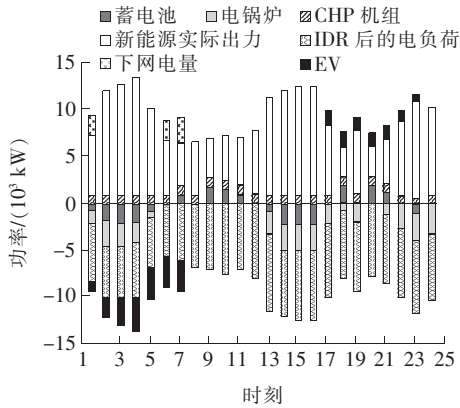


图 3 电功率平衡及各单元出力

Figure 3 power balance and unit output

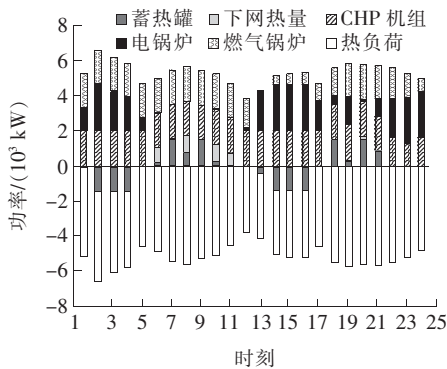


图 4 热功率平衡及各单元出力

Figure 4 Thermal balance and unit output

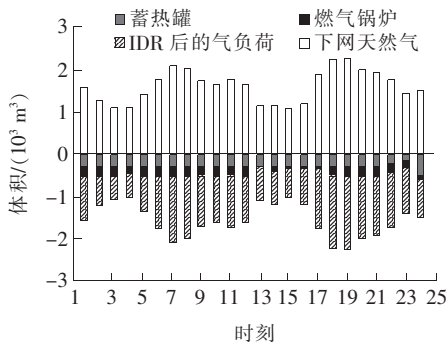


图 5 天然气平衡及各单元出力

Figure 5 Natural gas balance and unit output

由图 3 可知,00:00—07:00 系统电负荷处于低谷,此时风电机组出力却很高,EV 该时段进行集中充电,并且电锅炉出力以满足部分热负荷的需求,同

时,系统为蓄电池充电备用。由于该时段电价低,不足的电能通过购电行为进行补充,但由于允许向外网购电量有限,所以电锅炉的热出力以及蓄电池充电水平有限。在 07:00—12:00 时,电负荷较前一阶段逐渐升高,且新能源出力水平不高,电锅炉停止工作,蓄电池也在该时段内开始放电,以减少系统外购电能;在 12:00—17:00、22:00—24:00 时,此时虽不处于电负荷低谷,但新能源出力很高,多余电能用于电锅炉制热及蓄电池充电;在 17:00—22:00 时,结束行程的 EV 开始集中放电,再加上 CHP 机组、新能源的出力以及蓄电池的放电量,可以满足系统内电能需求,不另外购电,且剩余电量用于电锅炉制热。由于 IDR 的加入,CHP 机组“以热定电”的约束被打破,CHP 机组出力水平较为平稳,波动较小。

从图 4、5 中可知,在 00:00—06:00 时,热负荷虽然较高,但由于该时段剩余的新能源产生的电量较多,且电价、气价低,购电、购气比较划算,因此电锅炉、燃气锅炉同样出力,多余的热能被蓄热罐储存;在 06:00—12:00 时,热负荷需求较高,蓄热罐进行放热。由于该时段系统电价较高,且没有多余新能源出力,因此热负荷需求通过燃气锅炉出力或购热行为来满足;由于 12:00—17:00 时新能源出力较多,在 17:00—24:00 时,电网内 EV 集中放电。因此在 12:00—24:00 时,系统内部会有一些多余电能有待消纳,电锅炉开始工作产热,蓄热罐在热负荷较低的时段(13:00—16:00)蓄热,在热负荷较高(18:00—21:00)时放热。由于气网的气源仅有上端气网,因此所有的需求侧气负荷均通过购气来实现。

3.3 综合需求响应的运行结果

该文设置了基于分时能源价格的能源替代机制和负荷响应合同机制 2 种需求响应模型,引导用户通过转变用能习惯或用能种类以完成需求响应,响应情况如图 6、7 所示。

由图 6、7 可知,根据用户与系统签订的相关协议,负荷转移行为发生在电负荷较高的平时段和峰时段(07:00—14:00、16:00—21:00),并转移到了负荷低谷或新能源出力较多的时段(23:00—06:00),起到削峰填谷作用,同时提高了新能源消纳能力。除转移负荷以外,中断负荷也是保证系统安全性和经济性的重要途径,负荷中断行为主要发生在电负

荷高峰时段(09:00—12:00, 18:00—21:00),可中断负荷的参与,进一步降低了用电高峰时段的调度压力,保证了系统的安全性与稳定性。

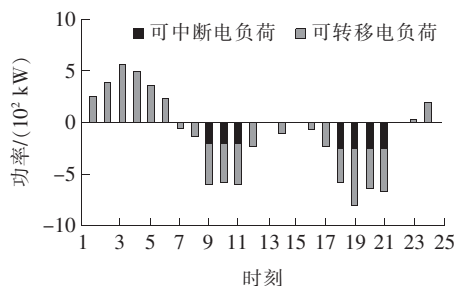


图 6 可中断/转移负荷响应情况

Figure 6 Interruptible/transfer loads response

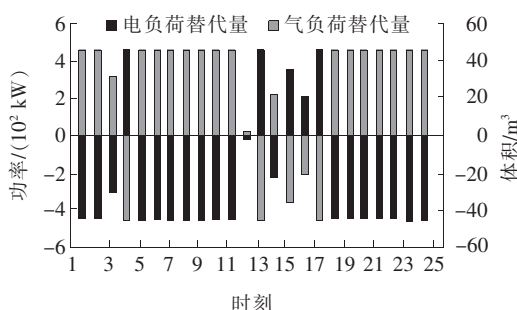


图 7 可替代负荷响应情况

Figure 7 Replaceable loads response

用户端可以根据各时段电价、气价的差异,对用能类型进行灵活调整。图 7 为电/气负荷相互替代的情况,在系统用电成本低于用气成本或系统有无法消纳的风/光能时,部分气负荷由电负荷进行代替,电能出力达到较高水平,从而降低系统运行成本、促进了风/光电量的消纳。对于下网电负荷较大,或用气成本较低时,提高替代负荷的用气量,降低外购电能的成本。

综上所述, IDR 能够实现与综合能源系统之间的良性互动。IDR 的实施进一步凸显了综合能源系统多能耦合的优势,促进了新能源的消纳。

3.4 不同场景运行结果分析

为分析 IDR 以及 EV 有序充放电机制对综合能源系统的影响,该文设置如下几种场景进行对比分析。场景 1,考虑综合能源系统的综合需求侧响应, EV 有序充放电。场景 2,仅考虑价格型需求侧响应, EV 有序充放电。场景 3,仅考虑价格型需求侧响应, EV 无序充电。

各场景下,园区综合能源系统的购电曲线、新能源弃用曲线如图 8、9 所示。

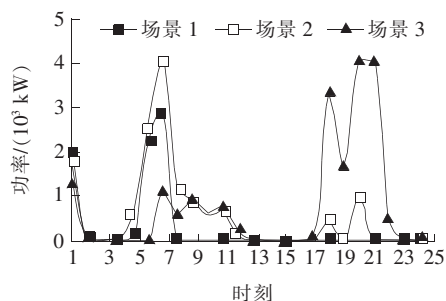


图 8 各场景下的购电曲线

Figure 8 Electricity purchase curves in each scenario

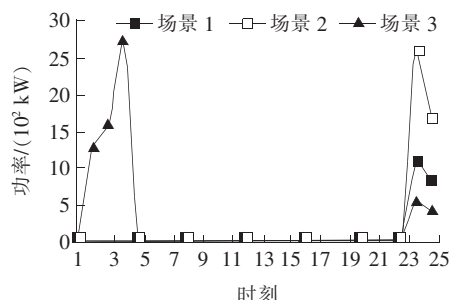


图 9 各场景下新能源弃用曲线

Figure 9 New energy abandonment curves in each scenario

由图 8 可知,场景 3 的购电时间段主要集中在晚高峰(17:00—22:00),因为该时段系统自身的电负荷已处于较高状态,而有序充电模式下,大多用户于 17:00 结束最后一次出行开始充电,会造成电负荷峰上加峰的状态,总电负荷远超过系统内部能源可以提供的电能,系统向外网购电;场景 2 中 EV 采用有序充放电策略后,在晚高峰时段, EV 不但不会给系统带来额外的电负荷压力,还可以向系统放电,降低系统运行成本,并将电动车充电负荷转移到电价谷时段(00:00—06:00);场景 1 在场景 2 的基础上加入 IDR,进一步降低了系统总购电量,并把更多的用电负荷转移到了谷时。

由图 9 可知,场景 1、2 中 EV 的有序充电很好的消纳了 00:00—06:00 时的大量风电出力。而与场景 2 相比,当在系统中加入 IDR 后,部分峰、平时段的负荷被移到新能源出力充足或电负荷低谷时段,因此场景 1 的新能源弃用量又进一步减少。与场景 3 相比,场景 1 的新能源弃用总量减少了 70.39%。与场景 2 相比,场景 1 的新能源弃用总量减少了 54.17%。3 种场景下,各单元成本以及系统总运行成本如表 5 所示。

表5 各场景下各单元成本

场景	EV 成本	IDR 成本	购电成本	购气成本	购热成本	总成本
1	3 523.0	517.7	3 455.7	71 877.6	2 149.4	78 000.4
2	3 523.0	0	8 069.7	70 939.5	3 466.5	85 998.9
3	0	0	14 756.6	71 224.1	4 668.1	90 648.8

由表5可知,场景1、2中EV参与有序调度,提高了系统灵活性,“削峰填谷”的空间也随之增大,系统优先消纳内部能量,而非向外部购买。系统购能成本有大幅的削减,与场景3相比,场景2购电费用降低了45.31%,购气费用降低了0.41%,购热费用降低了25.74%,总成本降低了5.20%。场景1在场景2的基础上加入了IDR,总成本进一步减少,与场景3相比,购电费用降低了76.58%,购热费用降低了53.95%,虽购气成本略有上升,但总成本降低了13.95%。

综上所述,在综合能源系统中考虑EV有序充电可大幅降低系统的购能成本尤其是购电成本,并且对平滑负荷曲线,减少峰谷差距起到了积极作用。而IDR的参与,能够充分发挥综合能源系统多能耦合的特点,进一步降低综合能源系统的消纳新能源的能力,表明除电负荷外气负荷同样有可调度价值。

4 结语

该文建立了考虑EV有序充放电以及IDR的园区能源系统优化调度模型,根据算例模拟结果,可得到以下结论:

1)EV有序充放电机制,能够充分发挥EV作为储能单元、可转移电负荷的特点,平抑电负荷波动,降低系统购电成本,并对促进新能源的消纳具有重要现实意义;

2)IDR机制的加入,能够充分发挥综合能源系统电—热—气网的耦合交互的优点,加强了与用户的互动,并可以进一步提高综合能源系统的灵活性和经济性。

在之后的研究工作中,可以将出租车、公交车等多种不同功能的EV纳入调度范围内,并将新能源出力的不确定性纳入考虑范围内,进一步促进系统的综合能源系统的优化运行。

参考文献:

- [1] 王磊,姜涛,宋丹,等.基于灵活热电比的区域综合能源系统多目标优化调度[J].电力系统保护与控制,2021,49(8):151-159.
WANG Lei,JIANG Tao,SONG Dan,et al. Multi-objective optimal dispatch of a regional integrated energy system based on a flexible heat-to-electric ratio[J]. Power System Protection and Control,2021,49(8):151-159.
- [2] 张涛,郭玥彤,李逸鸿,等.计及电气热综合需求响应的区域综合能源系统优化调度[J].电力系统保护与控制,2021,49(1):52-61.
ZHANG Tao,GUO Yuetong,LI Yihong,et al. Optimization scheduling of regional integrated energy systems based on electric-thermal-gas integrated demand response[J]. Power System Protection and Control,2021,49(1):52-61.
- [3] 李昕昕,岳云力,武冰清.与需求响应联合优化的联网型微电网储能容量随机规划[J].电网与清洁能源,2020,36(2):124-130.
LI Shunxin,YUE Yunli,WU Bingqing. Grid-connected micro grid energy storage system capacity stochastic planning jointly optimized with demand response[J]. Power System and Clean Energy,2020,36(2):124-130.
- [4] 李毓,张增强,罗锐,等.结合微电网运行方式的综合能源系统规划方法[J].智慧电力,2020,48(6):40-46.
LI Yu,ZHANG Zengqiang,LUO Rui,et al. Integrated energy system planning method combined with microgrid operation mode[J]. Smart Power,2020,48(6):40-46.
- [5] 罗金满,赵善龙,封祐钧,等.考虑综合需求响应不确定性的电—气综合能源系统优化运行[J].中国电力,2020,53(12):119-126.
LUO Jinman,ZHAO Shanlong,FENG Youjun,et al. Optimal operation of electricity gas integrated energy system considering uncertainty of integrated demand response [J]. Electric Power,2020,53(12):119-126.
- [6] 漆淘懿,惠红勋,徐立中,等.基于GridLAB-D的微电网广义需求响应建模与控制[J].供用电,2020,37(7):3-10.
QI Taoyi,HUI Hongxun,XU Lizhong,et al. Modeling and control of generalized demand response in microgrids based on GridLAB-D[J]. Distribution & Utilization,2020,37(7):3-10.
- [7] 刘超,赵刚,岳园园,等.考虑风电不确定性与需求侧管

- 理的电力系统低碳经济调度[J]. 重庆理工大学学报(自然科学), 2020, 34(4): 157-164.
- LIU Chao, ZHAO Gang, YUE Yuanyuan, et al. Power system low-carbon economic dispatch considering wind power uncertainty and demand-side management [J]. Journal of Chongqing University of Technology (Natural Sciences), 2020, 34 (4): 157-164.
- [8] 降国俊, 崔双喜, 樊小朝, 等. 计及综合需求侧响应的电气综合能源系统协调优化运行[J]. 电测与仪表, 2020, 57(18): 43-49.
- JIANG Guojun, CUI Shuangxi, FAN Xiaochao, et al. Coordinated and optimal operation of electric-gas integrated energy system considering integrated demand side response[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2020, 57(18): 43-49.
- [9] 吴界辰, 艾欣, 胡俊杰. 需求侧资源灵活性刻画及其在目前优化调度中的应用[J]. 电工技术学报, 2020, 35(9): 1973-1984.
- WU Jiechen, AI Xin, HU Junjie. Demand-side resource flexibility characterization and its application in day-ahead optimal scheduling[J]. Transactions of the Chinese Society of Electrical Engineering, 2020, 35 (9): 1973-1984.
- [10] 崔杨, 姜涛, 仲悟之, 等. 电动汽车与热泵促进风电消纳的区域综合能源系统经济调度方法[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(2): 1-7.
- CUI Yang, JIANG Tao, ZHONG Wuzhi, et al. Economic dispatching method of regional integrated energy system for electric vehicles and heat pumps to promote wind power consumption[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(2): 1-7.
- [11] Schuller A, Dietz B, Flath C M, et al. Charging strategies for battery electric vehicles: economic benchmark and V2G potential[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(5): 2014-2022.
- [12] Zheng Y Y, Jenkins B M, Kornbluth K, et al. Optimization of a biomass-integrated renewable energy micro-grid with demand side management under uncertainty[J]. Applied Energy, 2018, 230: 836-844.
- [13] Ma Y C, Houghton T, Cruden A, et al. Modeling the benefits of vehicle-to-grid technology to a power system[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(2): 1012-1020.
- [14] 胡伟, 杨梓俊, 王瑾然, 等. 代琼丹, 邓昕, 吴雪妍, 等. 能源互联网下综合能源服务商业模式综述[J]. 高压电器, 2021, 57(2): 135-144.
- DAI Qiongdan, DENG Xin, WU Xueyan, et al. Overview on integrated energy service business model under energy internet [J]. High Voltage Apparatus, 2021, 57(2): 135-144.