

DOI:10.12158/j.2096-3203.2020.05.014

分时电价背景下综合能源需求响应优化建模

马骏超, 黄弘扬, 楼伯良, 陆承宇, 杨涛

(国网浙江省电力有限公司电力科学研究院, 浙江 杭州 310014)

摘要:峰谷分时电价是一种有效的价格型需求响应策略,合理的分时电价为能源需求方提供充分高效的价格信号,从而实现能源需求削峰填谷的目标。综合能源系统(IES)将电、热、冷、气等多种能源形式耦合起来,通过一定的调度策略实现不同能源形式之间的经济调度。在此背景下,首先,利用能源集线器建模技术实现对 IES 内各参与单元的有效建模;其次,将传统针对电负荷的需求响应研究延伸到对冷、热负荷的需求响应研究,建立一个包含电、热、冷负荷需求响应的综合能源需求响应模型,并采用 Matlab 平台下的 YALMIP/CPLEX 优化求解器进行模型求解;最后,对不同场景的算例进行仿真,结果表明,在分时电价背景下考虑综合能源需求响应不仅有利于负荷的削峰填谷,还对系统的调度经济性有一定提升作用。

关键词:分时电价;价格型需求响应;多种能源形式;能源集线器;综合能源需求响应

中图分类号: TM73

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2020)05-0099-08

0 引言

国家《能源发展“十三五”规划》^[1]提出,要推动能源生产供应集成优化,构建多能互补、供需协调的智慧能源系统,并将“实施多能互补集成优化工程”列为“十三五”能源发展的主要任务。综合能源系统(integrated energy system, IES)涉及多种能源形式,其核心是实现能源的经济高效利用^[2]。由于不同能源形式的特点和发展差异,供能系统通常独立规划、独立设计、独立运行,相互间缺乏交互,无法保证能源的高效利用和安全可靠运行。而 IES 可有效地将电、水、气、热等多种能源形式集合起来,在满足供能需求的同时极大提高能源利用效率,并实现能源的梯级利用^[3-4]。

随着电力体制改革的推进,分时电价对电网的影响得到越来越多的关注^[5-6]。文献[7]从供电公司自身利益出发,提出一个考虑用户用电差异性的分时电价定价模型;文献[8]应用边际成本定价理论,构建了计及负荷率分档的峰谷分时电价模型;文献[9]建立了气电联合的分时电价定价优化模型,实现平均发电能耗成本最低;文献[10]重点研究了不确定条件下(尤其是在含风力发电的情况)用户侧分时电价的制定方法;文献[11]以峰谷差最小为目标,考虑保证用户利益且峰谷电价比在一定范围内等约束条件,建立峰谷分时电价的有约束非线性规划模型;文献[12]建立了一种基于二次规划

二次约束和随机优化技术的分时电价模型。已有文献多针对分时电价的定价模型、对电网购电成本的影响等方面进行建模分析,而在目前 IES 受到广泛关注的背景下,仅仅考虑分时电价对于电能系统的影响是不充分的,因为诸如燃气轮机和电制冷机等设备可以实现电、热、冷能的相互转换,可以预见分时电价会对电能系统及冷、热系统产生一定影响。因此,有必要在分时电价背景下,探究其对综合能源需求响应的影响。

传统的需求响应多针对以电能为核心的需求响应,主要指电能用户响应价格信号或激励机制从而改变传统用电方式的行为^[13]。将需求响应引入电力市场竞争中,使需求侧和供应侧进行协同规划,有助于促进电力市场经济高效发展。文献[14]基于多智能体技术提出智能体系统总体框图,阐述了供电智能体、用户智能体和政府部门智能体的学习过程及其相互影响,结合电量电价弹性矩阵,考虑了不同用户的用电和响应特点以及用户智能体内部的相互影响。文献[15]在用电价格弹性的基础上,分析了不同类别负荷对电价变化的不同响应,建立了统一的用户反应度模型。文献[16]提出需求响应虚拟电厂概念,根据需求响应的机理不同,分别建立基于激励、价格的需求响应虚拟电厂模型。

文中针对电、气、冷、热多种能源形式耦合 IES,在分时电价背景下,利用价格型需求响应将传统用于电能系统中的需求响应模型延伸到冷、热系统中,建立包含电、热、冷能负荷需求响应的综合能源需求响应模型,并通过基于 Matlab 平台的 YALMIP/

收稿日期:2020-04-10;修回日期:2020-05-23

基金项目:浙江省重点研发计划资助项目(2019C01149);国家电网有限公司科技项目(5211DS180031)

CPLEX 优化求解器实现对不同场景优化模型的求解,进一步探究在 IES 中针对电、热、冷负荷协同应对系统经济性的影响。

1 能源集线器模型

能源集线器是一种描述 IES 中负荷、能源以及网络结构之间交互、传输关系的端口输入-输出模型。IES 利用能源集线器建模技术可以很好地表征 IES 内各设备的耦合关系和能量流的方向,为后续的数学建模奠定基础。文中研究的 IES 能源集线器结构如图 1 所示,其中能量流方向为图中箭头所示方向。能源集线器主要包括光伏发电 (photo-voltaics, PV)、风力发电 (wind turbine, WT)、储电 (electrical storage, ES)、燃气轮机 (gasturbine, GT)、电制冷机 (electric refrigerator, ER)、冰蓄冷空调 (ice storage air conditioning, ISAC)、燃气锅炉 (gas boiler, GB)、吸收式制冷机 (absorption refrigerator, AR)、储热 (heat storage, HS) 等单元;输入端包括天然气网和电网;输出端包括电、热、冷负荷,其中能量流方向如图中箭头所示。

2 综合能源需求响应建模

传统需求响应即为电力需求响应,是指当电力批发市场价格升高或系统可靠性受威胁时,电力用户接收到供电方发出的诱导性减少负荷的直接补偿通知或者电力价格上升信号后,改变其固有的习惯用电模式,达到减少或者推移某时段的用电负荷而响应电力供应,从而保障电网稳定,并抑制电价上升的短期行为。在目前 IES 广泛应用的背景下,探究综合能源需求响应是有必要的。

2.1 分时电价

分时电价依据过往系统的负荷水平,通过政策性的规定将每天的电价分为峰、谷、平 3 个时段,每时段执行有差异性的电价。分时电价通过差异化的电价制度鼓励和刺激用户自发移峰填谷,优化调整用能方式。分时电价数学模型可表示为:

$$p_i = p_0(1 + p_{Ri}) \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (1)$$

式中: p_i 为 i 时段的费率标准; p_0 为基础电价; p_{Ri} 为 i 时段费率标准与基础电价之间的浮动比率; N 为规定的总时段数,当 $i = 1, 2, 3$ 时即为峰、谷、平 3 个时段。一般情况下,峰、谷时段费率标准相比基础电价上下浮动的比率一样,由此可得 $p_{R1} = -p_{R3}$ 。分时电价则可进一步表示为:

$$p_i = p_0(1 + U_i p_R) \quad (2)$$

式中: U_i 为 i 时段费率标准和基础电价之间的浮动关系; p_R 为峰时段费率标准与基础电价之间的浮动比率。当 $i = 1, 2, 3$ 时, $U_i = 1, 0, -1$ 。

2.2 综合能源需求响应行为分析

当实行分时电价的电力计费机制后,其经济激励或价格激励会造成用户的电费发生变化,从而进一步转化为经济效益。当该效益具备充足的吸引力时,电力用户就会自发改变用电方式,基于分时电价做出响应行为。同理,在 IES 的耦合关系中,燃气轮机产生的电和热将电能和热负荷进行耦合,而电制冷机、蓄冰空调又将电能和冷负荷进行耦合。因此,电价的变化势必会对除电负荷之外的热、冷负荷产生影响,导致热、冷负荷用户也会根据分时电价来合理调整自身的用能行为,对分时电价作出响应。

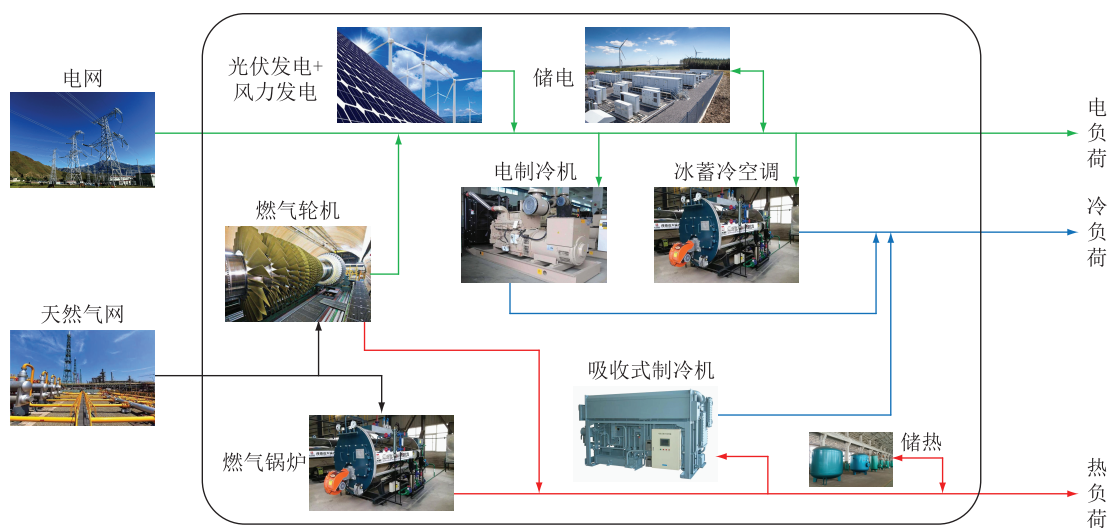


图 1 能源集线器结构

Fig.1 Structure of energy hub

2.3 实时电价模型

需求响应模型中的价格型需求响应基于 IES 中电、热、冷负荷推导出当前负荷对应的实时电价,并将该实时电价运用于需求响应数学模型当中,如式(3)所示。

$$\begin{cases} W_{EL} = \sum_{t=1}^T E_{L_{0,t}} \\ W_{HL} = \sum_{t=1}^T H_{L_{0,t}} \\ W_{CL} = \sum_{t=1}^T C_{L_{0,t}} \end{cases} \quad (3)$$

式中: W_{EL} , W_{HL} , W_{CL} 分别为日总用电、热、冷负荷; $E_{L_{0,t}}$, $H_{L_{0,t}}$, $C_{L_{0,t}}$ 分别为未实行价格需求响应 t 时刻对应的用能负荷; T 为仿真时段数。 T 时段的平均用能负荷可表示为:

$$\begin{cases} d_{EL,av} = \frac{W_{EL}}{T} \\ d_{HL,av} = \frac{W_{HL}}{T} \\ d_{CL,av} = \frac{W_{CL}}{T} \end{cases} \quad (4)$$

式中: $d_{EL,av}$, $d_{HL,av}$, $d_{CL,av}$ 分别为平均用电、热、冷负荷。同时,引入实时电价的浮动因子,表征 t 时刻对应用能负荷与 T 时段平均用能负荷之比,表达式为:

$$\begin{cases} \gamma_{EL} = \frac{E_{L_{0,t}}}{d_{EL,av}} \\ \gamma_{HL} = \frac{H_{L_{0,t}}}{d_{HL,av}} \\ \gamma_{CL} = \frac{C_{L_{0,t}}}{d_{CL,av}} \end{cases} \quad (5)$$

式中: γ_{EL} , γ_{HL} , γ_{CL} 分别为电、热、冷负荷的实时电价浮动因子。

在此基础上,电、热、冷负荷对应的实时电价分别为:

$$\begin{cases} P_{EL,t} = \gamma_{EL} P_i \\ P_{HL,t} = \gamma_{HL} P_i \\ P_{CL,t} = \gamma_{CL} P_i \end{cases} \quad (6)$$

2.4 综合能源需求响应模型

综合能源用户的需求响应,可以理解为当综合能源用户受到分时电价的经济激励或价格激励时,结合影响自身用能安排的各种要素,做出有利于自身的用能计划安排,提升 IES 经济性。文中采用的价格型需求响应模型^[17]如式(7)所示。

$$\begin{cases} E_{L_t} = E_{L_{0,t}} \left(1 + \sum_{t'=1}^T E(t,t') \times \frac{P_{t'} - P_{0,t'}}{P_{0,t'}} \right) \\ H_{L_t} = H_{L_{0,t}} \left(1 + \sum_{t'=1}^T H(t,t') \times \frac{P_{t'} - P_{0,t'}}{P_{0,t'}} \right) t' \\ C_{L_t} = C_{L_{0,t}} \left(1 + \sum_{t'=1}^T C(t,t') \times \frac{P_{t'} - P_{0,t'}}{P_{0,t'}} \right) \end{cases} \quad (7)$$

式中: E_{L_t} , H_{L_t} , C_{L_t} 为施行价格型需求响应后的 t 时刻负荷; $E(t,t')$, $H(t,t')$, $C(t,t')$ 分别为电、热、冷负荷的价格弹性系数,若 t' 时刻和 t 时刻相同,上述参数取为自弹性,若不同则为交叉弹性; $P_{0,t'}$, $P_{t'}$ 分别为在 t' 时刻施行需求响应前后的电价,文中分别采用购电分时电价以及购电实时电价。

3 优化建模

3.1 目标函数

文中以 IES 内调度成本最小为目标,构建分时电价背景下综合能源需求响应优化模型,具体表示为:

$$T_C = \min(C_e + C_g) \quad (8)$$

式中: T_C 为 IES 内调度费用总和; C_e 为购电成本; C_g 为购天然气成本。其中:

$$C_e = \sum_{t=1}^{T_d} (c_{e,t} P_{e,t} + c_{s,t} P_{s,t}) \quad (9)$$

$$C_g = c_g \sum_{t=1}^T P_{g,t} \quad (10)$$

式中: T_d 为调度周期; $c_{e,t}$ 为 t 时段从电网购电电价; $P_{e,t}$ 为 t 时段从电网购电功率; $c_{s,t}$ 为 t 时段向电网售电电价; $P_{s,t}$ 为 t 时段向电网售电功率; c_g 为所购天然气的单位热值价格; $P_{g,t}$ 为 IES 购气功率。

3.2 单元模型及约束条件

(1) 功率平衡约束。电功率平衡关系:

$$(P_{e,t} + P_{s,t}) \eta_t + P_{PV,t} + P_{WT,t} + P_{GT,e,t} + P_{ES,d,t} = P_{ice,t} + P_{ec,t} + P_{ES,c,t} + P_{EL,t} \quad (11)$$

$$0 \leq P_{e,t} \leq \nu P_{grid,max} \quad (12)$$

$$(1 - \nu) P_{grid,min} \leq P_{s,t} \leq 0 \quad (13)$$

式中: η_t 为变压器转换效率; $P_{PV,t}$, $P_{WT,t}$ 分别为风电和光伏出力; $P_{GT,e,t}$ 为燃气轮机电出力; $P_{ES,d,t}$ 为储电放电功率; $P_{ice,t}$ 为蓄冰空调耗电量; $P_{ec,t}$ 为电制冷机耗电量; $P_{ES,c,t}$ 为储电充电功率; $P_{EL,t}$ 为电负荷; ν 为 0-1 变量,起到控制购电、售电不可同时进行的作用; $P_{grid,max}$ 为购电最大功率; $P_{grid,min}$ 为售电最大功率(负值)。

天然气平衡关系为:

$$P_{g,t} = P_{GT,g,t} + P_{GB,g,t} \quad (14)$$

式中: $P_{GT,g,t}$ 为进入燃气轮机的天然气量; $P_{GB,g,t}$ 为

进入燃气锅炉的天然气的量。

热功率平衡关系为：

$$P_{GT,h,t} + P_{GB,h,t} + P_{HS,d,t} = P_{HL,t} + P_{HS,c,t} + H_{ac,t} \quad (15)$$

式中： $P_{GT,h,t}$ ， $P_{GB,h,t}$ ， $P_{HS,d,t}$ 分别为燃气轮机产热功率、燃气锅炉产热功率、储热放热功率； $P_{HL,t}$ ， $P_{HS,c,t}$ ， $H_{ac,t}$ 分别为热负荷、储热充热功率、吸收式制冷机耗热功率。

冷功率平衡关系为：

$$C_{ec,t} + C_{ac,t} + P_{cs,d,t} = P_{CL,t} \quad (16)$$

式中： $C_{ec,t}$ ， $C_{ac,t}$ 分别为电制冷机、吸收式制冷机产冷量； $P_{cs,d,t}$ ， $P_{CL,t}$ 分别为蓄冰空调融冰量及冷负荷。

(2) 联络线约束。IES 和电、气网交互功率约束为：

$$\begin{cases} \text{电网约束: 式(12) 及式(13)} \\ P_{g,\min} \leq P_{g,t} \leq P_{g,\max} \end{cases} \quad (17)$$

式中： $P_{g,\max}$ ， $P_{g,\min}$ 分别为 IES 与气网交互功率的上、下限。

(3) 燃气轮机数学模型及约束。

$$\begin{cases} P_{GT,e,t} = \eta_{GT,e} P_{GT,g,t} \\ P_{GT,h,t} = \eta_{GT,h} P_{GT,g,t} \\ \Delta P_{GT,\min} \leq P_{GT,g,t} - P_{GT,g,t-1} \leq \Delta P_{GT,\max} \\ 0 \leq P_{GT,g,t} \leq P_{GT,g,\text{rated}} \end{cases} \quad (18)$$

式中： $\eta_{GT,e}$ ， $\eta_{GT,h}$ 分别为燃气轮机产电、产热效率； $\Delta P_{GT,\max}$ ， $\Delta P_{GT,\min}$ 分别为燃气轮机爬坡功率上、下限； $P_{GT,g,\text{rated}}$ 为燃气轮机的额定功率。

(4) 吸收式制冷机数学模型及约束。

$$\begin{cases} C_{ac,t} = C_{OPac} H_{ac,t} \\ \Delta H_{ac,\min} \leq H_{ac,t} - H_{ac,t-1} \leq \Delta H_{ac,\max} \\ 0 \leq H_{ac,t} \leq H_{ac,\text{rated}} \end{cases} \quad (19)$$

式中： C_{OPac} 为吸收式制冷机制冷系数； $\Delta H_{ac,\max}$ ， $\Delta H_{ac,\min}$ 分别为吸收式制冷机爬坡功率上、下限； $H_{ac,\text{rated}}$ 为吸收式制冷机的额定功率。

(5) 燃气锅炉数学模型及约束。

$$\begin{cases} P_{GB,h,t} = \eta_{GB,h} P_{GB,g,t} \\ \Delta P_{GB,\min} \leq P_{GB,g,t} - P_{GB,g,t-1} \leq \Delta P_{GB,\max} \\ 0 \leq P_{GB,g,t} \leq P_{GB,g,\text{rated}} \end{cases} \quad (20)$$

式中： $\eta_{GB,h}$ 为燃气锅炉气热转换效率； $\Delta P_{GB,\max}$ ， $\Delta P_{GB,\min}$ 分别为燃气锅炉爬坡速率上、下限； $P_{GB,g,\text{rated}}$ 为燃气锅炉额定效率。

(6) 电制冷机数学模型及约束。

$$\begin{cases} C_{ec,t} = C_{OPec} P_{ec,t} \\ \Delta P_{ec,\min} \leq P_{ec,t} - P_{ec,t-1} \leq \Delta P_{ec,\max} \\ 0 \leq P_{ec,t} \leq P_{ec,\text{rated}} \end{cases} \quad (21)$$

式中： C_{OPec} 为电制冷机制冷系数； $\Delta P_{ec,\max}$ ， $\Delta P_{ec,\min}$ 分别为电制冷机爬坡功率上、下限； $P_{ec,\text{rated}}$ 为电制冷机额定功率。

(7) 储能数学模型及约束。

$$\begin{cases} E_{ES,t} = (1 - \tau) E_{ES,t-1} + \eta_{e,c} P_{ES,c,t} - \frac{P_{ES,d,t}}{\eta_{e,d}} \\ E_{ES,\min} \leq E_{ES,t} \leq E_{ES,\max} \\ P_{ES,c,\min} \leq P_{ES,c,t} \leq P_{ES,c,\max} \\ P_{ES,d,\min} \leq P_{ES,d,t} \leq P_{ES,d,\max} \end{cases} \quad (22)$$

$$\begin{cases} E_{HS,t} = (1 - \mu) E_{HS,t-1} + \eta_{h,c} P_{HS,c,t} - \frac{P_{HS,d,t}}{\eta_{h,d}} \\ E_{HS,\min} \leq E_{HS,t} \leq E_{HS,\max} \\ P_{HS,c,\min} \leq P_{HS,c,t} \leq P_{HS,c,\max} \\ P_{HS,d,\min} \leq P_{HS,d,t} \leq P_{HS,d,\max} \end{cases} \quad (23)$$

$$\begin{cases} E_{ice,t} = (1 - \theta) E_{ice,t-1} + \eta_{c,c} P_{ice,t} - \frac{P_{cs,d,t}}{\eta_{c,d}} \\ E_{ice,\min} \leq E_{ice,t} \leq E_{ice,\max} \\ P_{ice,\min} \leq P_{ice,t} \leq P_{ice,\max} \\ P_{cs,d,\min} \leq P_{cs,d,t} \leq P_{cs,d,\max} \end{cases} \quad (24)$$

式(22)为电储能模型及约束， $E_{ES,t}$ 为电储能容量； τ 为自放电率； $\eta_{e,c}$ ， $\eta_{e,d}$ 分别为充、放电效率； $E_{ES,\max}$ ， $E_{ES,\min}$ 分别为容量上、下限； $P_{ES,c,\max}$ ， $P_{ES,c,\min}$ ， $P_{ES,d,\max}$ ， $P_{ES,d,\min}$ 分别为充、放电功率上、下限。

式(23)为热储能模型及约束， $E_{HS,t}$ 为热储能容量； μ 为自散热损失率； $\eta_{h,c}$ ， $\eta_{h,d}$ 分别为充、放热效率； $E_{HS,\max}$ ， $E_{HS,\min}$ 分别为容量上、下限； $P_{HS,c,\max}$ ， $P_{HS,c,\min}$ ， $P_{HS,d,\max}$ ， $P_{HS,d,\min}$ 分别为充、放热功率上、下限。

式(24)为蓄冰空调当作储冷装置数学模型， $E_{ice,t}$ 为蓄冰空调容量； θ 为自耗冷损失率； $\eta_{c,c}$ ， $\eta_{c,d}$ 分别为充、放冷效率； $E_{ice,\max}$ ， $E_{ice,\min}$ 分别为容量上、下限； $P_{ice,\max}$ ， $P_{ice,\min}$ ， $P_{cs,d,\max}$ ， $P_{cs,d,\min}$ 分别为充、放冷功率上、下限。

为使下一个调度周期有一定预留的调节裕量，将储能投入运行一个周期后的储电、储热、储冷量恢复到调度开始时刻的储量^[18]，如式(25)所示：

$$E_T = E_0 \quad (25)$$

式中： E_0 ， E_T 分别为优化调度周期内始、末时刻储电、储热、储冷量集合。

3.3 求解方法

综上,分时电价背景下的综合能源需求响应模型实质上为一个多约束、多变量的混合整数线性规划问题,文中通过在 Matlab 环境下调用 YALMIP/CPLEX 优化算法求解该优化问题。

4 算例分析

4.1 算例描述

算例选取图 1 所示的 IES 为综合仿真对象,验证上述模型的实用性和有效性。算例分为 2 个典型场景进行分析:场景一以常规性电、热、冷负荷值代入优化模型计算整个系统在调度周期内的耗能成本;场景二对电、热、冷负荷实施第 2 章所提的需求响应,并将需求响应后的负荷值代入优化模型计算以求得整个系统在调度周期内的耗能成本。最后,对 2 个场景所得结果进行比较分析。

算例中电、热、冷原始负荷值^[19]如图 2 所示,光伏发电和风力发电预测值如图 3 所示。

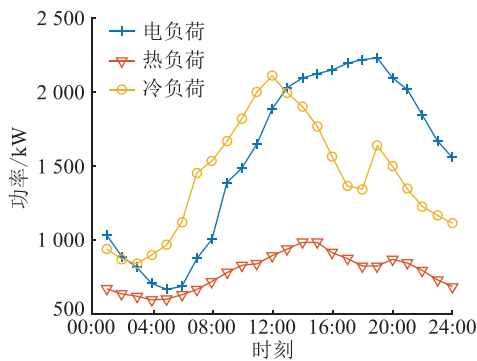


图 2 电、热、冷负荷曲线

Fig.2 Electrical, thermal and cooling load curves

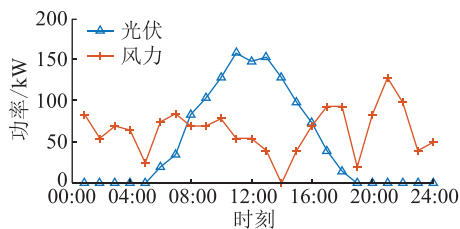


图 3 光伏、风力发电预测值

Fig.3 Prediction value of photovoltaic and wind power generation

从图 2 可以看出,该 IES 电、冷负荷需求旺盛,且电负荷需求波动较大,主要集中在下午到晚上,此时商业活动频繁,出现了电负荷需求的高峰时段,而热负荷需求较为平缓。需求响应模型中的相关参数参照文献[17],其他相关参数参照文献[19]。基于上述文献中的相关参数,运用文中所提模型计算方法得到 4.2 节算例的仿真结果。

根据国家节能减排相关要求和电力市场电能交易采用的分时电价机制,分时电价信息如表 1 所示,天然气价格取为 0.35 元/(kW·h)。同时,调度时段长度为 24 h,调度间隔为 1 h。

表 1 分时电价信息

| Table 1 Table of time-sharing price | | |
|-------------------------------------|-----------------------------|---------------------------------|
| 电价时段 | 时间区间 | 购、售电价/[元·(kW·h) ⁻¹] |
| 峰时段 | 11:00—15:00, 19:00—22:00 | 1.10, 1.15 |
| 平时段 | 07:00—11:00, 15:00—19:00 | 0.88, 0.87 |
| 谷时段 | 00:00—07:00, 22:00—24:00 | 0.48, 0.26 |

4.2 算例结果

4.2.1 综合能源负荷需求响应结果

根据第 2 章所提基于实时电价模型建立的综合能源需求响应模型,对图 2 所示的原始电、热、冷负荷进行需求响应处理,得到负荷需求曲线如图 4 所示。

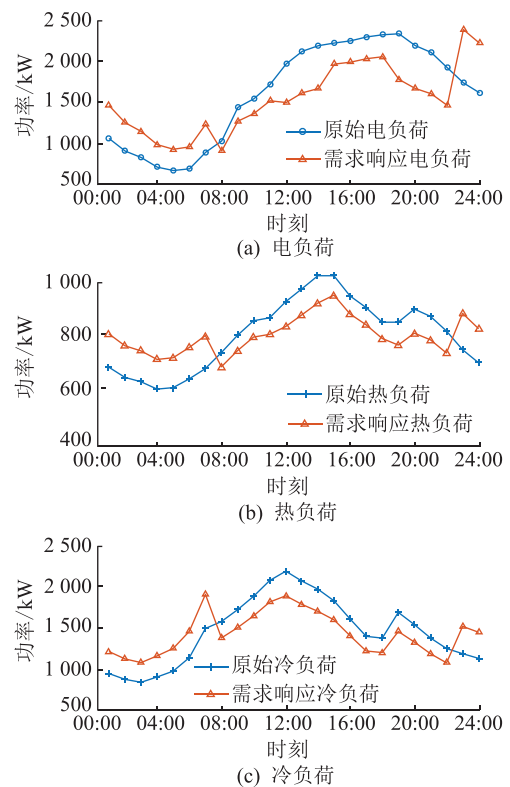


图 4 需求响应前后电、热、冷负荷曲线

Fig.4 Electrical, thermal and cooling load curves before and after demand response

由图 4 对比分析可知,计及负荷的需求响应作用后,电、热、冷负荷曲线明显趋于平缓,其曲线的最大、最小值之差小于需求响应前曲线的最大、最小值之差,起到了削峰填谷的作用。在 01:00—07:00,需求响应后的负荷需求高于需求响应前的负

荷需求;在 08:00—22:00,需求响应后的负荷需求低于需求响应前的负荷需求;在 23:00—24:00,需求响应后的负荷需求高于需求响应前的负荷需求。这主要是由于在分时电价较低的时段,负荷会根据价格激励自动适当增加,而在分时电价较高的时段,负荷会根据价格激励自动适当降低,在满足系统负荷需求的同时,实现系统的经济化运行。

4.2.2 优化计算结果

文中对 2 个不同场景进行仿真分析,图 5、图 6 分别为 2 个场景下电、热、冷能的能量流动及优化调度情况,坐标轴上半部分为流入各自集线器的能量,下半部分为流出各自集线器的能量。由于每一时刻能量流入与流出相等,因此能量流优化结果关于横坐标轴对称。

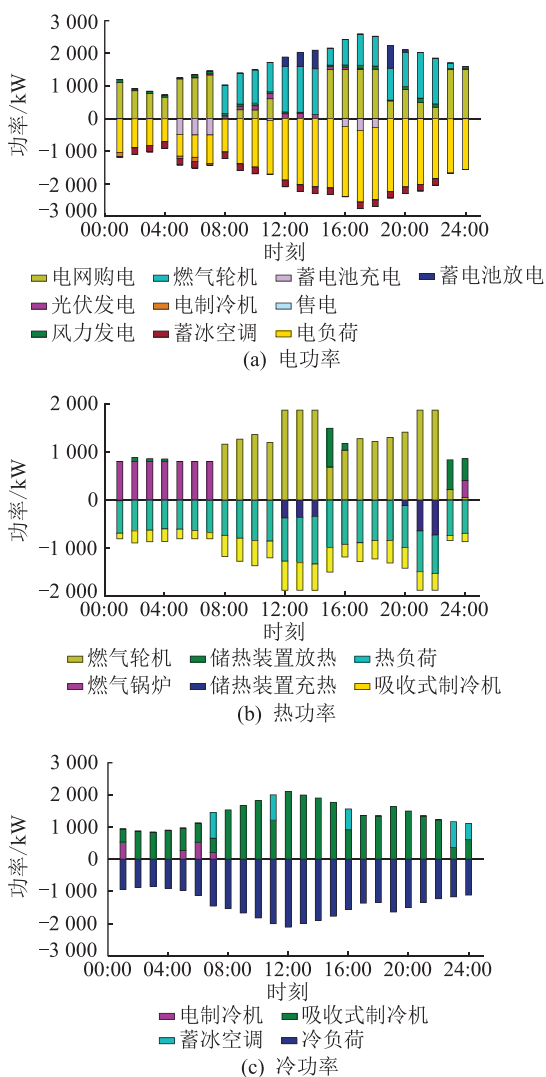


图 5 场景一优化调度结果

Fig.5 Optimized dispatching results of scenario 1

由图 5(a)、图 6(a)可知,在电价低谷时期,电负荷需求主要由电网购电所得,剩余部分由燃气轮机供应。在电价较高时段,出于降低运行成本的目的,

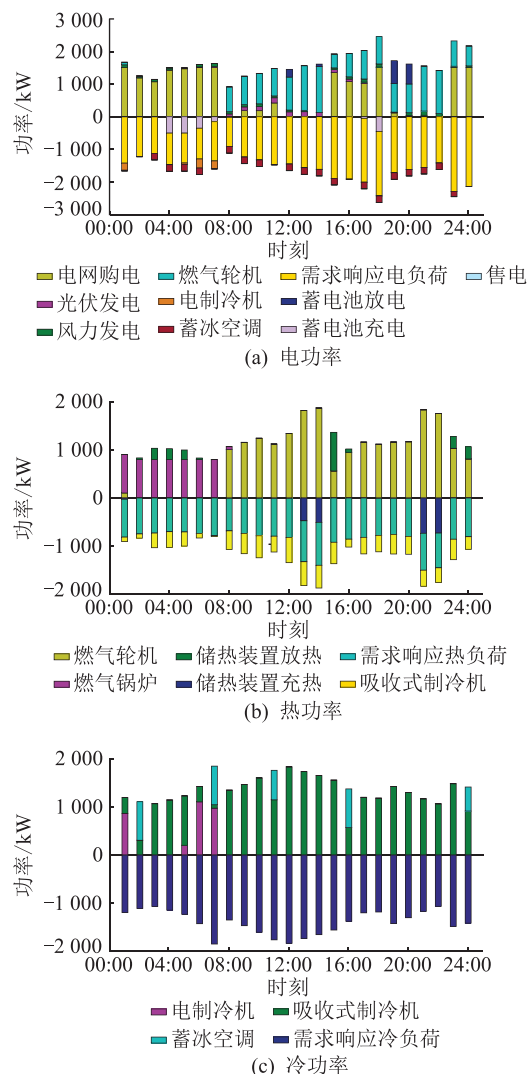


图 6 场景二优化调度结果

Fig.6 Optimized dispatching results of scenario 2

的,电负荷需求主要由燃气轮机提供,此时的光伏和风力发电被全部消纳,不足电力从电网购买。此外,储电装置在电价高峰时段放电来降低运行成本,供电压力得以缓解。在满足了电负荷的需求后,集电线富余的电能用来供应储电装置充电、蓄冰空调制冰、电制冷机制冷以及向外售电。

由图 5(b)、图 6(b)、图 6(c)可知,低谷电价时期,燃气锅炉为热负荷提供大部分热量,电制冷机为冷负荷提供大部分冷能。高峰电价时段,燃气轮机出力较大,能供应的热量较多,此时的热负荷主要由燃气轮机供应。由于吸收式制冷机有爬坡和最大功率限制,冷负荷则由吸收式制冷机和电制冷机共同满足。在热量充足时段,储热装置蓄热,而蓄冰空调则在电量过剩时段蓄冷;如若热、冷不足,蓄冰空调融冰、储热装置发热来满足一部分冷、热需求。综合能源需求响应有良好的削峰填谷作用,可缓解供电压力,降低系统运行成本,如表 2 所示。

表2 不同场景下 IES 运行成本

Table 2 Operating cost of IES in different scenarios

| 元 | | | |
|-----|--------------|--------------|--------------|
| 场景 | 电费 | 燃气费 | 总费用 |
| 场景一 | 13 701.168 5 | 21 144.785 3 | 34 845.953 8 |
| 场景二 | 11 348.767 3 | 20 732.053 1 | 32 080.820 5 |

根据表2对比分析结果可知,考虑综合能源需求的 IES 经济性得到有效提高。这主要是由于增加电、热、冷负荷需求响应,相当于提高负荷自动根据电价调整用能需求的能力。而在 IES 中,天然气系统是一个天然的补能池,当系统在通过优化实现经济性时,不足的能量可以通过天然气系统得到补充。这样同时满足了能量和经济性需求。

5 结语

文中在分时电价的背景下,基于 IES 中各种能源形式的强耦合关系,将传统应用于电负荷的价格型需求响应拓展延伸到针对电、热、冷负荷的综合能源价格需求响应。通过设置不同场景的算例仿真分析可得,对综合能源负荷施加需求响应不仅能够有效提高系统的经济性,还能缓解供电压力。算例仿真验证了模型的有效性。

参考文献:

- [1] 《能源发展“十三五”规划》[J]. 节能与环保,2017(2):32. 《13th Five-Year plan for energy development》[J]. Energy Conservation and Environmental Protection,2017(2):32.
- [2] 吴建中. 欧洲综合能源系统发展的驱动与现状[J]. 电力系统自动化,2016,40(5):1-7. WU Jianzhong. Drivers and state-of-the-art of integrated energy systems in Europe[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016,40(5):1-7.
- [3] 刘涤尘,马恒瑞,王波,等. 含冷热电联供及储能的区域综合能源系统运行优化[J]. 电力系统自动化,2018,42(4):113-120. LIU Dichen, MA Hengrui, WANG Bo, et al. Operation optimization of regional integrated energy system with CCHP and energy storage system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018,42(4):113-120.
- [4] 贾宏杰,王丹,徐宪东,等. 区域综合能源系统若干问题研究[J]. 电力系统自动化,2015,39(7):198-207. JIA Hongjie, WANG Dan, XU Xiandong, et al. Research on some key problems related to integrated energy systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015,39(7):198-207.
- [5] 阮文骏,王蓓蓓,李扬,等. 峰谷分时电价下的用户响应行为研究[J]. 电网技术,2012,36(7):86-93. RUAN Wenjun, WANG Beibei, LI Yang, et al. Customer response behavior in time-of-use price[J]. Power System Technology, 2012,36(7):86-93.
- [6] 刘继东,韩学山,韩伟吉,等. 分时电价下用户响应行为的模型与算法[J]. 电网技术,2013,37(10):2973-2978. LIU Jidong, HAN Xueshan, HAN Weiji, et al. Model and algorithm of customers' responsive behavior under time-of-use price [J]. Power System Technology, 2013,37(10):2973-2978.
- [7] 王星华,刘升伟,陈豪君,等. 考虑用户差异性的售电公司需求响应电价模型[J]. 电力建设,2019,40(9):116-123. WANG Xinghua, LIU Shengwei, CHEN Haojun, et al. Demand response pricing model for power sales companies considering user differences[J]. Electric Power Construction, 2019,40(9):116-123.
- [8] 黄海涛,吴洁晶,顾丹珍,等. 计及负荷率分档的峰谷分时电价定价模型[J]. 电力系统保护与控制,2016,44(14):122-129. HUANG Haitao, WU Jiejing, GU Danzhen, et al. Pricing model of time-of-use electricity tariff considering customers classified by load factor[J]. Power System Protection and Control, 2016,44(14):122-129.
- [9] 张新鹤,黄伟,刘铠诚,等. 基于综合需求响应的气-电联合分时定价优化模型[J]. 电力系统及其自动化学报,2019,31(4):91-98. ZHANG Xinhe, HUANG Wei, LIU Kaicheng, et al. Optimal combined gas-electricity time-of-use pricing model based on integrated demand response[J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2019,31(4):91-98.
- [10] 艾欣,周树鹏,赵阅群. 考虑风电不确定性的用户侧分时电价研究[J]. 电网技术,2016,40(5):1529-1535. AI Xin, ZHOU Shupeng, ZHAO Yuequn. Study on user-side time-of-use price considering uncertainty of wind power [J]. Power System Technology, 2016,40(5):1529-1535.
- [11] 李春燕,许中,马智远. 计及用户需求响应的分时电价优化模型[J]. 电力系统及其自动化学报,2015,27(3):11-16. LI Chunyan, XU Zhong, MA Zhiyuan. Optimal time-of-use electricity price model considering customer demand response [J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2015,27(3):11-16.
- [12] FERREIRA R S, BARROSO L A, ROCHINHA L P, et al. Time-of-use tariff design under uncertainty in price-elasticities of electricity demand: a stochastic optimization approach [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2013,4(4):2285-2295.
- [13] 徐箴,孙宏斌,郭庆来. 综合需求响应研究综述及展望[J]. 中国电机工程学报,2018,38(24):7194-7205,7446. XU Zheng, SUN Hongbin, GUO Qinglai. Review and prospect of integrated demand response[J]. Proceedings of the CSEE, 2018,38(24):7194-7205,7446.
- [14] 谈晶晶,王蓓蓓,李扬. 基于多智能体的用户分时电价响应模型[J]. 电网技术,2012,36(2):263-269. TAN Jinjin, WANG Beibei, LI Yang. Customer time-shared price response model based on multi-agent [J]. Power System Technology, 2012,36(2):263-269.
- [15] 李晖,康重庆,夏清. 考虑用户满意度的需求侧管理价格决策模型[J]. 电网技术,2014,28(23):1-6. LI Hui, KANG Chongqing, XIA Qing. Demand side management price decision model [J]. Power System Technology, 2014,28(23):1-6.

- ment price decision model considering user satisfaction [J]. Power System Technology, 2014, 28(23): 1-6.
- [16] 牛文娟, 李扬, 王蓓蓓. 考虑不确定性的需求响应虚拟电厂建模[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(22): 3630-3637. NIU Wenjuan, LI Yang, WANG Beibei. Modeling of demand response virtual power plant considering uncertainty [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(22): 3630-3637.
- [17] AALAMI H A, MOGHADDAM M P, YOUSEFI G R. Demand response modeling considering interruptible/curtailable loads and capacity market programs [J]. Applied Energy, 2010, 87(1): 243-250.
- [18] 陈沼宇, 王丹, 贾宏杰, 等. 考虑 P2G 多源储能型微网日前最优经济调度策略研究 [J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(11): 3067-3077. CHEN Zhaoyu, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. Research on optimal day-ahead economic dispatching strategy for microgrid considering P2G and multi-source energy storage system [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(11): 3067-3077.
- [19] 马腾飞, 吴俊勇, 郝亮亮, 等. 基于能源集线器的微能源网能量流建模及优化运行分析 [J]. 电网技术, 2018, 42(1): 179-186. MA Tengfei, WU Junyong, HAO Liangliang, et al. Energy flow modeling and optimal operation analysis of the micro energy grid based on energy hub [J]. Power System Technology, 2018, 42(1): 179-186.

作者简介:



马骏超

马骏超(1989),男,博士,工程师,从事新能源与储能优化控制与涉网技术研究、综合能源能量管理与涉网技术研究工作(E-mail:mjc_zju@sina.com);

黄弘扬(1987),男,博士,高级工程师,从事新能源涉网技术和电能质量监测与治理工作;

楼伯良(1965),男,学士,高级工程师,从事综合能源能量管理技术研究工作。

Optimal modeling of integrated energy demand response under time-shared electricity price

MA Junchao, HUANG Hongyang, LOU Boliang, LU Chengyu, YANG Tao

(State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd. Research Institute, Hangzhou 310014, China)

Abstract: Peak-valley time-of-use tariff is an effective price-based demand response strategy. Through reasonable time-of-use tariff, energy demanders can provide sufficient and efficient price signals, so as to achieve the goal of peak-filling of energy demand. The integrated energy system combines electricity, heat, cold, gas and other energy forms, and can achieve economic dispatch among different energy forms through a certain dispatching strategy. In this context, firstly, the energy hub modeling technology is used to achieve the effective modeling of the participating units in the integrated energy system. Secondly, the traditional research on demand response for electric load is extended to the research on demand response for cold and hot load, and a comprehensive energy demand response model including demand response for electric, thermal and cold load is established. The model is solved by using YALMIP/CPLEX optimization solver based on Matlab platform. Finally, the simulation results of different scenarios show that considering the comprehensive energy demand response in the context of time-sharing tariff is not only conducive to load peak-shaving and valley filling, but also has a certain role in improving the dispatching economy of the system.

Keywords: time-sharing tariff; price-based demand response; multiple energy forms; energy hub; integrated energy demand response

(编辑 钱悦)