

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.210028

计及综合需求响应的综合能源系统优化调度

李政洁¹, 撒奥洋², 周生奇², 陈子璇³, 张智晟¹

(1. 青岛大学电气工程学院, 山东 青岛 266071; 2. 国网青岛供电公司, 山东 青岛 266002;

3. 华北电力大学电气与电子工程学院, 河北 保定 071003)

摘要: 为提高系统运行的可靠性和经济性, 在综合能源系统优化调度的基础上引入综合需求响应, 利用不同形式能源间的相互转化关系, 实现削峰填谷, 提高能源利用效率。计及综合需求响应策略, 建立了基于电价的电力负荷需求响应和基于激励的热负荷需求响应模型。并以运行成本最小为目标函数, 提出了综合考虑供需平衡和供储能设备约束的综合能源系统调度模型。采用改进二阶振荡粒子群算法对模型进行求解。该算法在常规粒子群算法的基础上对速度迭代公式进行更新, 克服了常规粒子群算法易陷入局部最优的问题。通过实际算例仿真, 验证了所提出模型和求解算法的有效性。

关键词: 综合能源系统; 综合需求响应; 多元负荷; 分时电价; 优化调度; 二阶振荡粒子群算法

Optimization of an integrated energy system considering integrated demand response

LI Zhengjie¹, HAN Aoyang², ZHOU Shengqi², CHEN Zixuan³, ZHANG Zhisheng¹

(1. College of Electric Engineering, Qingdao University, Qingdao 266071, China; 2. State Grid Qingdao

Power Supply Company, Qingdao 266002, China; 3. School of Electrical and Electronic

Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

Abstract: To improve the reliability and economy of system operation, this paper introduces an integrated demand response on the basis of the optimal scheduling of an integrated energy system. It also uses the mutual transformation relationship between different forms of energy to realize peak shaving and valley filling and improve energy use efficiency. An integrated demand response strategy is considered. A power load demand response model based on electricity price and a heat load demand response model based on incentive are established. Taking the minimum operation cost as the objective function, an integrated energy system scheduling model considering the balance of supply and demand and the constraints of energy supply and storage equipment is proposed. The improved second-order oscillatory particle swarm optimization algorithm is used to analyze the model. The algorithm updates the velocity iteration formula based on a conventional particle swarm optimization algorithm. This overcomes the problem that a conventional particle swarm optimization algorithm easily falls into a local optimum. The effectiveness of the proposed model and algorithm is verified by the simulation of an actual example.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52077108).

Key words: integrated energy system; integrated demand response; multiple load; TOU price; optimal dispatch; second order oscillatory particle swarm

0 引言

随着环境污染问题的加重和清洁能源的开发利用, 能源系统的结构发生很大的变化^[1]。在此背景下, 使传统能源与清洁能源相结合的综合能源系统

(Integrated Energy System, IES)得以发展。随着综合能源系统的发展, 各形式能源之间的耦合更加密切, 系统运行的可靠性和经济性也逐步提高^[2]。

综合能源系统是在某区域内电-气-热-冷能源进行综合规划调度, 多能源耦合互补, 实现能源优化配置的能源系统, 对于推动我国乃至全世界能源革命具有重要意义。目前, 国内外已对综合能源系

统展开了大量研究^[3-5]。关于IES中的设备和模型,文献[6]分别构建了独立型、耦合型设备单元模型及经济性模型并展开分析,并提出了效益评价体系,可为实际项目及仿真作参考借鉴;文献[7]根据电转气(Power to Gas, P2G)技术和燃气轮机(GT)的耦合特性,以系统运行成本最低为目标,研究机组组合问题并验证了该系统的经济性;在满足常规系统运行约束的前提下,文献[8-9]中提出了区域综合能源系统协调运行的环境经济调度模型,引入了碳交易计划和碳税作为控制CO₂排放的政策约束,考虑了未达标时的惩罚项,该模型在降低经济运行成本的基础上提高了风电利用率,减少了碳排放量。

需求响应(Demand Response, DR)是通过激励或电价机制引导用户改变用能负荷的方式,可以削峰填谷,使电力系统运行更加灵活可靠^[10]。随着多种能源耦合程度的加深,综合需求响应(Integrated Demand Response, IDR)可以在DR的基础上实现多种能源之间的需求转化^[11]。综合需求响应以自身用能费用最低或者售能费用最高、运行费用最低等作为优化目标^[12]。文献[13]在多维度上阐述了IDR的内涵及特征,对IDR进行细致的解构分析;文献[14]考虑到能源的级联利用,结合需求响应,提出了一种通用的最优规划模型,其目标是使包括经济和环境成本在内的年总成本最小,并讨论了不同参数的变化对模型的敏感性影响,对系统运行过程中可能会出现的问题提出了相应的应对措施;文献[15]构建了峰谷分时价格响应模型,以成本最低为目标,对模型求解并验证了电热气需求侧响应的优势;针对不同的响应策略,文献[16]采用分时电价引导用户调整负荷,并通过价格弹性矩阵表示负荷的调整情况,文献[17]分析了供暖型负荷的激励响应,通过经济补偿引导用户削减负荷,并根据用户的行为确定系统最优需求响应方案,以此调节负荷的削减。

随着综合能源系统的发展,能源间的耦合更加密切,能源调度也更加重要^[18]。现如今关于需求响应的研究多为仅考虑分时电价的讨论,基于此,本文以提高系统运行经济性为目标,计及综合需求响应策略,采用基于电价的电力负荷需求响应和基于激励的热负荷需求响应,并提出了计及综合需求响应的综合能源系统调度模型,采用改进二阶振荡粒子群算法对模型进行求解。其中,基于电价的电负荷需求响应借助价格弹性矩阵表示,在基于激励的热负荷需求响应中,提出了一种认为用户追求激励获利最大化的方式实现需求响应。最后,算例分析表明采用本文提出的考虑IDR的调度模型可有效降低系统成本,提高系统运行可靠性。

1 综合能源系统元件

1.1 能量转换元件

1) 供电元件

常见的供电元件为燃气轮机,其模型可以简化为电-气转换效率的线性函数。

$$P_{i,t}^{GT} = \lambda G_{i,t}^{GT} \quad (1)$$

式中: $P_{i,t}^{GT}$ 为燃气轮机 t 时刻在节点 i 的输出功率; λ 为燃气轮机机组的转换效率; $G_{i,t}^{GT}$ 为燃气轮机 t 时刻在节点 i 的输入功率。

2) 供气、供热元件

常见的供气元件为P2G,供热元件为燃气锅炉(GB),其模型与燃气轮机模型类似,均为能量转换效率的线性函数,可参照公式(1)。

1.2 能量存储元件

1) 储能装置

忽略电力传输及转换过程中的损耗,储能装置的模型可表示为

$$S^{es}(t) = S^{es}(t-1) + rP^{ES}(t) - (1-r)P^{ES}(t) \quad (2)$$

式中: $S^{es}(t)$ 和 $S^{es}(t-1)$ 分别表示储能装置在 t 时刻和 $(t-1)$ 时刻的储能状态; r 表示储能装置在 t 时刻的充放电状态,充电时取 1,放电时取 0; $P^{ES}(t)$ 表示 t 时刻储能元件的充、放电电量,电量要满足约束

$$0 \leq P^{ES}(t) \leq P_{max}^{ES} \quad (3)$$

式中, P_{max}^{ES} 表示可充、放电量的最大值。

2) 储热、储气装置

关于储热、储气装置模型及约束与储能装置类似,参见式(2)、式(3)。

2 综合需求响应模型

综合需求响应是在能源相互转化的基础上通过激励或电价机制引导用户改变用能负荷的方式。本文采用的综合需求响应策略由基于电价的电力负荷需求响应和基于激励的热负荷需求响应构成。IES结构示意图如图 1 所示。

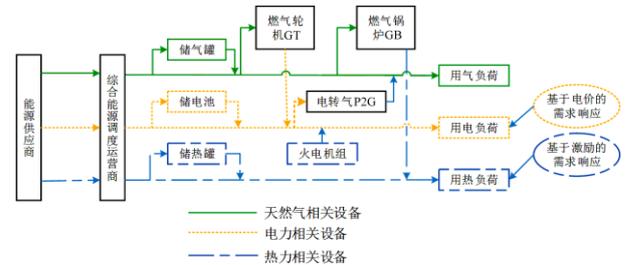


图 1 IES结构示意图

Fig. 1 Schematic diagram of IES structure

2.1 基于电价的电力负荷需求响应

基于电价的电力负荷需求响应,是通过引入分时电价,引导用户自觉调整负荷需求,从而达到削峰填谷的目的,进而改善网络负荷特性曲线。在采用分时电价的情况下,负荷的变化情况用价格弹性矩阵^[19]表示,以电力价格弹性系数为基础。弹性系数是需求变化率和价格变化率之比,用公式表示为

$$\varepsilon_{ij} = \frac{\Delta Q_j}{Q_j} \bigg/ \frac{\Delta P_i}{P_i} \quad (4)$$

式中: Q_j 和 ΔQ_j 分别表示电力需求量及其改变量; P_i 和 ΔP_i 分别表示电力价格及其改变量。当 $i=j$ 时, ε 称为自弹性系数;当 $i \neq j$ 时, ε 称为交叉弹性系数。

根据价格弹性系数,可以得到以价格弹性矩阵表示的电力负荷改变情况为

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_1/Q_1 \\ \Delta Q_2/Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_n/Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \varepsilon_{11} & \varepsilon_{12} & \cdots & \varepsilon_{1n} \\ \varepsilon_{21} & \varepsilon_{22} & \cdots & \varepsilon_{2n} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ \varepsilon_{n1} & \varepsilon_{n2} & \cdots & \varepsilon_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_1/P_1 \\ \Delta P_2/P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_n/P_n \end{bmatrix} \quad (5)$$

其中,各弹性系数的数值可通过历史数据分析得到^[20]。在式(5)的基础上,可得到实施分时电价后的电力负荷情况:

$$\begin{bmatrix} Q_1^* \\ Q_2^* \\ \vdots \\ Q_n^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ \vdots \\ Q_n \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Q_1 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & Q_2 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & Q_n \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \varepsilon_{11} & \varepsilon_{12} & \cdots & \varepsilon_{1n} \\ \varepsilon_{21} & \varepsilon_{22} & \cdots & \varepsilon_{2n} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ \varepsilon_{n1} & \varepsilon_{n2} & \cdots & \varepsilon_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_1/P_1 \\ \Delta P_2/P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_n/P_n \end{bmatrix} \quad (6)$$

式中, Q_n^* 是随时间推移,实行分时电价后的电力负荷需求。

在以成本最低为目标函数的模型中,可以用 Q_n^* 表示电力负荷情况进行分析求解。

2.2 基于激励的热负荷需求响应

基于激励的热负荷需求响应,通常是供能方制定相关的政策,鼓励用户在用能高峰主动削减负荷,并给予一定的经济奖励,从而提高系统运行可靠性。热负荷可分为生活型热负荷和供暖型热负荷。本文选择了供暖型负荷进行需求响应分析。

在基于激励的热负荷综合需求响应中,热负荷削减得越多,用户舒适度就越低,用户响应意愿也越低,因此要设定一个最低热能供应限值,及当用户未完成响应目标时的惩罚项。为简化计算,本文直接对供应热能定量分析,略去温度与热能间的转化关系。

此时,作为用户方,当以获利最大为目的确定目标函数时,满足式(7)。

$$\max S = R - C - F \quad (7)$$

式中: S 表示用户最终获利; R 表示用户响应收益; C 表示用户供暖费用及响应成本; F 表示用户未达到响应要求的惩罚项。它们具体可表示为

$$R = \begin{cases} \Delta P_n H t_n, \Delta P_a \geq \Delta P_n \\ \Delta P_a H t_n, \Delta P_a < \Delta P_n \end{cases} \quad (8)$$

$$C = [ah(P_0 - \Delta P_a) + K_1 \Delta P_a^2 + K_2 \Delta P_a - \mu K_2 \Delta P_a] \cdot t_n \quad (9)$$

$$F = \begin{cases} 0, \Delta P_a \geq \Delta P_n \\ (\Delta P_n - \Delta P_a) h t_n, \Delta P_a < \Delta P_n \end{cases} \quad (10)$$

式中: ΔP_n 表示供热方要求的热量削减量; ΔP_a 表示用户实际热量削减量; H 表示单位削减热量的补偿; t_n 表示响应时间; h 表示实时单位热量价格; α 表示热负荷削减后剩余负荷的价格折扣; P_0 表示响应前的热负荷; K_1 、 K_2 为常数; μ 表示用户响应意愿; h_t 表示用户未完成削减量时,单位差额的惩罚。

作为能源调度中的供热公司,当以成本最小为目的确定目标函数时:

$$\min C_h = R - F + \Delta P_a \cdot h \cdot t_n + (1 - \alpha) \cdot (P_0 - \Delta P_a) \cdot h \cdot t_n \quad (11)$$

通过该目标函数可以计算出用户每次响应时的成本费用,进行累加即可得到一段时期内的基于激励的综合需求响应成本。

3 计及综合需求响应的综合能源系统调度模型

能源供应商通常在满足运行约束的前提下追求经济效益最大化。考虑IDR的综合能源系统模型既要考虑基于价格的电力负荷需求响应,也要考虑基于激励的热负荷需求响应。本文构建了以供能公司运营成本最低为目标函数的综合能源系统调度模型,并考虑了相关约束条件。

3.1 目标函数

供能公司运营成本包括向能源供应商购买的能源成本、能量转换设备运行成本、储能装置运行成本、火电机组成本和激励价格补偿。本文综合电-气-热三种能源的成本总和,得到目标函数为

$$\begin{aligned} \min C_{\text{sum}} = & \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} [(c_{i,t}^e \cdot P_{i,t}^L + c_{i,t}^g \cdot G_{i,t}^L + c_{i,t}^h \cdot H_{i,t}^L) + \\ & (\varepsilon_{i,t}^{\text{GT}} \cdot P_{i,t}^{\text{GT}} + \varepsilon_{i,t}^{\text{P2G}} \cdot G_{i,t}^{\text{P2G}} + \varepsilon_{i,t}^{\text{GB}} \cdot H_{i,t}^{\text{GB}}) + \\ & (\tau_{i,t}^{\text{ES}} \cdot |P_{i,t}^{\text{ES}}| + \tau_{i,t}^{\text{GS}} \cdot |G_{i,t}^{\text{GS}}| + \tau_{i,t}^{\text{HS}} \cdot |H_{i,t}^{\text{HS}}|) + \\ & a^U \cdot (P_{i,t}^U)^2 + b^U \cdot P_{i,t}^U + c^U + C_{i,t}^h] \end{aligned} \quad (12)$$

式中: I 为系统节点集合; T 为时间节点集合; $P_{i,t}^L$ 、 $G_{i,t}^L$ 和 $H_{i,t}^L$ 分别为供能公司向上级能源供应商购买

的电力、天然气和热功率; $c_{i,t}^e$ 、 $c_{i,t}^g$ 和 $c_{i,t}^h$ 分别表示购买电力、天然气和热量的单位功率价格; $P_{i,t}^{GT}$ 、 $H_{i,t}^{GB}$ 和 $G_{i,t}^{P2G}$ 分别表示燃气轮机、燃气锅炉和P2G输出的电、热、气功率; $\varepsilon_{i,t}^{GT}$ 、 $\varepsilon_{i,t}^{GB}$ 和 $\varepsilon_{i,t}^{P2G}$ 分别表示设备相应的运行成本; $P_{i,t}^{ES}$ 、 $H_{i,t}^{HS}$ 和 $G_{i,t}^{GS}$ 分别表示蓄电站、储热装置和储气罐的输出功率; $\tau_{i,t}^{ES}$ 、 $\tau_{i,t}^{HS}$ 和 $\tau_{i,t}^{GS}$ 分别表示储能装置的运行成本; $P_{i,t}^U$ 表示传统火发电机组的输出电功率; a^U 、 b^U 和 c^U 表示发电机组成本系数; $C_{i,t}^h$ 表示基于激励的热负荷需求响应成本。

$$C_{i,t}^h = R_{i,t} - F_{i,t} + \Delta P_{a,i,t} \cdot h_{i,t} \cdot t_{i,n} + (1-a) \cdot (P_{O,i,t} - \Delta P_{a,i,t}) \cdot h_{i,t} \cdot t_{i,n} \quad (13)$$

式中, 变量含义参考式(8)—式(11)。

3.2 运行约束

1) 电力负荷平衡约束及发电机出力限制

在整个IES中, 电力网络中应在各时段保证供需平衡。

$$\sum_{i \in I} (P_{i,t}^L + P_{i,t}^{GT} + P_{i,t}^{ES} + P_{i,t}^U) = \sum_{i \in I} (Q_{i,t}^{E,*} + P_{i,t}^{P2G}) \quad (14)$$

$$0 \leq P_{i,t}^U \leq P_{i,t,max}^U \quad (15)$$

式中: $Q_{i,t}^{E,*}$ 表示实行基于电价的IDR后的电力负荷需求; $P_{i,t,max}^U$ 表示发电机组的最大输出功率。

2) 天然气网络负荷平衡约束

$$\sum_{i \in I} (G_{i,t}^L + G_{i,t}^{P2G} + G_{i,t}^{GS}) = \sum_{i \in I} (Q_{i,t}^{G,*} + G_{i,t}^{GB} + G_{i,t}^{GT}) \quad (16)$$

式中, $Q_{i,t}^{G,*}$ 表示天然气负荷需求。

3) 热力网络负荷平衡约束

$$\sum_{i \in I} (H_{i,t}^L + H_{i,t}^{GB} + H_{i,t}^{HS}) = \sum_{i \in I} Q_{i,t}^{H,*} \quad (17)$$

式中, $Q_{i,t}^{H,*}$ 表示实行基于激励的IDR后的热力负荷需求。

4) 能源传输线路流量约束

能量传递过程中, 其流量大小不能超过线路允许通过流量上限。由于本文所研究的是一个较小规模的综合能源系统, 因此忽略传输过程中能量在传输线路内的损耗。

$$0 \leq P_i^{trans} \leq P_{i,max}^{trans} \quad (18)$$

$$0 \leq G_i^{trans} \leq G_{i,max}^{trans} \quad (19)$$

$$0 \leq H_i^{trans} \leq H_{i,max}^{trans} \quad (20)$$

式中: P_i^{trans} 和 $P_{i,max}^{trans}$ 分别表示电路*i*上流过的电功率和功率允许最大值; G_i^{trans} 和 $G_{i,max}^{trans}$ 分别表示天然气管道*i*上传输的天然气和管道允许最大值; H_i^{trans} 和

$H_{i,max}^{trans}$ 分别表示热力传输线路*i*上传输的热功率和线路允许最大值。

5) 能量转换元件出力限制

各能源转换元件出力大小应在其各自的出力范围内。

$$0 \leq P_{i,t}^{GT} \leq P_{i,t,max}^{GT} \quad (21)$$

$$0 \leq G_{i,t}^{P2G} \leq G_{i,t,max}^{P2G} \quad (22)$$

$$0 \leq H_{i,t}^{GB} \leq H_{i,t,max}^{GB} \quad (23)$$

式中, $P_{i,t,max}^{GT}$ 、 $G_{i,t,max}^{P2G}$ 、 $H_{i,t,max}^{GB}$ 分别为GT、P2G、GB的输出上限。

3.3 求解方法

本文采用改进的二阶振荡粒子群优化算法^[21]对模型进行求解。

标准粒子群优化算法(Particle Swarm Optimization, PSO)收敛速度快、操作简单, 但该算法存在精度低, 易陷入局部极值的问题。在标准PSO算法中, 粒子的更新仅与上一刻位置相关, 但没有考虑粒子位置变化对其本身的影响, 不利于高效搜索。而改进的二阶振荡粒子群算法在粒子的速度迭代公式中引入了振荡环节, 对粒子速度迭代进行了更新。改进后的算法精度和稳定性有了很大提高, 本文在此基础上进行简化, 既保证了计算速度, 又提高了计算精度和全局收敛性。

在标准PSO算法中, 速度的更新公式为

$$v(t+1) = v(t) + c_1 r_1 [P_{best}(t) - x(t)] + c_2 r_2 [G_{best}(t) - x(t)] \quad (24)$$

式中: v 为粒子速度; x 为粒子位置; t 表示粒子迭代次数; c_1 、 c_2 分别为粒子的个体学习因子和社会学习因子; r_1 、 r_2 分别为[0,1]内均匀分布的随机数; P_{best} 和 G_{best} 分别为粒子的个体极值和群体极值。

改进后的二阶振荡粒子群优化算法中, 对粒子的速度迭代公式进行了更新:

$$v(t+1) = v(t) + c_1 r_1 [P_{best}(t) - (1 + \zeta_1)x(t) + \zeta_1 x(t-1)] + c_2 r_2 [G_{best}(t) - (1 + \zeta_2)x(t) + \zeta_2 x(t-1)] \quad (25)$$

式中, ζ_1 、 ζ_2 的取值为

$$\zeta_1 = (2\sqrt{c_1 r_1} - 1) / c_1 r_1 \quad (26)$$

$$\zeta_2 = (2\sqrt{c_2 r_2} - 1) / c_2 r_2 \quad (27)$$

4 算例分析

为验证所提出模型和算法的有效性, 本文选取某地区实际综合能源系统^[22]作为仿真算例, 假定调度运行周期为一天(24 h), 算例的能量转化元件为燃

气轮机GT、燃机锅炉GB和P2G设备,电、气、热各类负荷如图2所示。

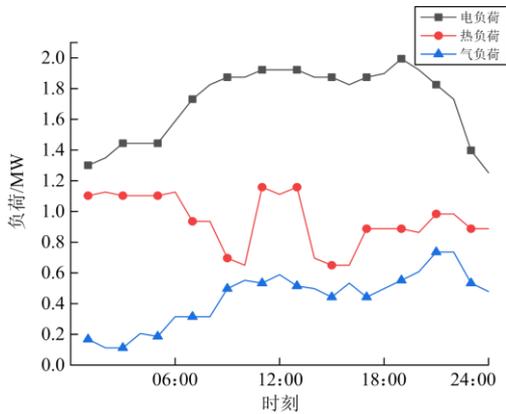


图2 电、热、气负荷曲线

Fig. 2 Load curve of electricity, heat and gas

从能源供应商处购买能源价格如表1所示。

表1 能源购买价格

Table 1 Energy purchase price

类别	时段	价格/(元/kWh)
电	峰时段 08:00—20:00	1.112
	平时段 05:00—08:00	0.667
	20:00—23:00	
	谷时段 23:00—05:00	0.322
热	峰时段 01:00—06:00	0.67
	11:00—13:00	
	平时段 16:00—01:00	0.48
	06:00—09:00	
	谷时段 09:00—10:00	
14:00—16:00		
气	峰时段 08:00—24:00	0.428
	谷时段 00:00—08:00	0.162

能源转换设备参数为: GT转换效率 0.7, GB转换效率 0.7, P2G转换效率 0.6。

在基于电价和激励的综合需求响应中,用户的负荷需求会随着响应发生变化,进而改善系统负荷曲线,也可以降低运行成本和用户购买能源的成本。由图2可以看出:该地区夜间用电负荷较少,用电高峰期多出现在日间;而热负荷的需求高峰期集中于夜间及正午;天然气负荷在 00:00—08:00 内需求较小,其余时间负荷量较大,且较为平稳,波动不大。

为定量分析IDR对系统运行可靠性和经济性的影响,本文提出了四种IDR方案。

方案 1: 不考虑综合需求响应,用户的负荷需求不变,以原能源购买价格购入能源。

方案 2: 仅考虑基于电价的综合需求响应,用户的电负荷需求发生变化。

方案 3: 仅考虑基于激励的综合需求响应,用户的热负荷需求发生变化。

方案 4: 加入基于价格和基于激励的综合需求响应,用户的负荷需求会随之发生改变。其中基于电价的需求响应中电价及波动量如表2所示。

表2 响应电价及波动量

Table 2 Response price and volatility

时段	响应价格/(元/kWh)	波动量/(元/kWh)
峰时段 08:00—20:00	1.155	0.043
平时段 05:00—08:00 20:00—23:00	0.617	-0.050
		谷时段 23:00—05:00

对于基于激励的热响应参数,设定要求削减比例为 45%,用户响应意愿 0.65,削减单位热量补偿 H 为 300 元/MWh,其余参数见文献[23]。

在Matlab中采用改进二阶振荡粒子群优化算法对调度模型进行求解,其中种群规模设置为 50,迭代 150 次,经过 9.168 s 的计算时间,得到 4 种方案的成本如表3所示。从表中可以看出,对比方案1,方案2、3中能源供应方的成本有了明显降低,表明基于电价与基于激励的综合需求响应均可改善系统的经济性,这是由于电价调整及激励条件都会引导用户在不影响正常用能的情况下追求经济效益,调整相关负荷的用量及用能时段。且在本算例中,基于电价的电负荷需求响应效果较基于激励的热负荷需求响应更好,基于激励的热负荷需求响应成本与用户的响应意愿有关。本文中认定用户会追求最大激励效益进行建模,若考虑用户参与响应的不确定性,其成本可能会发生改变,这可在后续的研究中进行讨论,但可以预见的,合理的基于激励的热负荷需求响应可以有效提高系统运行的经济性,减少运行成本。而当两种需求响应同时应用时,成本又进一步降低。可见实施IDR后,用户会自发降低或调整各类能源的需求,从而降低系统的运行成本。

表3 各方案的成本

Table 3 Cost of each option

方案	成本/元
1	119 934.149 7
2	118 269.330 2
3	118 927.875 7
4	117 245.476 9

对比方案1与其他方案的负荷情况,实施IDR即方案4后的负荷变化如图3所示。

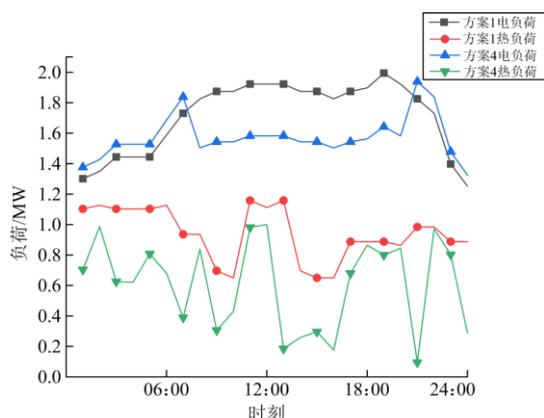


图3 实施 IDR 前后的负荷

Fig. 3 Load before and after implementation of IDR

从图中可以看出：实施基于电价的IDR后，能源供应方提高峰时电价，降低平、谷时段电价，引导用户自发地将电负荷从高峰时段转移到平、谷时段，使电负荷在高峰时段减少，在平、谷时段有少量增加；实施基于激励的IDR后，能源供应方为用户提供一定的经济奖励，提高用户响应积极性，使用户在满足必要生活需求的前提下在全时段减少热负荷需求，完成热负荷削减。

对比实施IDR前后的电、热负荷可以看出，考虑多负荷综合需求响应后，用户基于经济利益的考量，在不影响生活需要的情况下，会将部分用电从高峰时段向平谷时段转移，并选择牺牲部分舒适度减小用热需求，使负荷曲线更加平滑，减小了系统运行压力，提升了系统的可靠性。

综上所述，能源供应方通过实施IDR可以有效地引导用户调整负荷需求，既可以保证系统的安全可靠运行，提高系统的稳定性，又可以降低能源成本，提高系统运行的经济性。

5 结论

本文在能源耦合日益密切的背景下，提出了一种考虑综合需求响应的综合能源系统优化调度模型，包含基于电价和基于激励两种方式的综合需求响应，并以此为基础，结合相关算例进行模型评估，得到以下结论：

1) 与不实施需求响应相比，实施需求响应后可以明显改善系统负荷曲线，提高系统的运行可靠性。

2) 基于电价和基于激励的综合需求响应均可以有效引导用户调整负荷需求，基于电价的IDR主要是通过负荷转移完成负荷调整，减小高峰时段电负荷压力，基于激励的IDR主要是通过负荷削减完成负荷调整，可根据用户的响应意愿减少负荷需求。

3) 在基于激励的热负荷需求响应过程中，其响应程度与用户响应意愿有很大关系。需先根据用户意愿确定热量的削减，随后确定能源供应方的补偿费用。

4) 不同类型的需求响应方式所付出的经济代价不同。响应收益与运行成本相互制约，需要综合考虑两者的关系，从而确定最优的优化调度方案。

随着设备和技术的不断更新和应用，综合能源系统的框架也在不断进步和发展。在全球IES、IDR研究不断深入的大背景下，对系统建模仿真，应对系统的不确定性，评估系统运行效益，不断提高系统的安全可靠性和经济性是未来需要深入研究的重点。

参考文献

- [1] LI Peng, WANG Zixuan, WANG Nan, et al. Stochastic robust optimal operation of community integrated energy system based on integrated demand response[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2021, 128.
- [2] 严思韵, 王晨, 周登极. 含氢能气网掺混输运的综合能源系统优化研究[J]. 电力工程技术, 2021, 40(1): 10-16, 49.
YAN Siyun, WANG Chen, ZHOU Dengji. Optimization of integrated electricity and gas system considering hydrogen-natural-gas mixture transportation[J]. Electric Power Engineering Technology, 2021, 40(1): 10-16, 49.
- [3] 郇嘉嘉, 曾诚玉, 赵瑾, 等. 用户级综合能源仿真分析系统研究与开发[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(3): 180-187.
HUAN Jiajia, ZENG Chengyu, ZHAO Jin, et al. Study and development of user-level integrated energy simulation analysis system[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(3): 180-187.
- [4] HUANG Wujing, ZHANG Ning, KANG Chongqing, et al. From demand response to integrated demand response: review and prospect of research and application[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2019, 4(2): 148-150. DOI: 10.1186/s41601-019-0126-4.
- [5] 孙宏宇, 张沛超, 陈永华. 基于消息总线的综合能源系统时间序列潮流的协同仿真方法[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(17): 76-83.
SUN Hongyu, ZHANG Peichao, CHEN Yonghua. A co-simulation method for time series energy flow of integrated energy system based on message bus[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(17): 76-83.
- [6] 曾鸣, 刘英新, 周鹏程, 等. 综合能源系统建模及效益评价体系综述与展望[J]. 电网技术, 2018, 42(6): 1697-1708.
ZENG Ming, LIU Yingxin, ZHOU Pengcheng, et al. Review and prospects of integrated energy system

- modeling and benefit evaluation[J]. Power System Technology, 2018, 42(6): 1697-1708.
- [7] 沈海平, 陈铭, 钱磊, 等. 计及电转气耦合的电-气互联系统机组组合线性模型研究[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(8): 34-41.
SHEN Haiping, CHEN Ming, QIAN Lei, et al. Linear model research of unit commitment for integrated electricity and natural-gas systems considering power-to-gas coupling[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(8): 34-41.
- [8] HE Liange, LU Zhigang, GENG Lijun, et al. Environmental economic dispatch of integrated regional energy system considering integrated demand response[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2020, 116.
- [9] ZHANG Rufeng, YAN Kefei, LI Guoqing, et al. Privacy-preserving decentralized power system economic dispatch considering carbon capture power plants and carbon emission trading scheme via over-relaxed ADMM[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2020, 121.
- [10] 张媛媛, 撒奥洋, 于立涛, 等. 计及需求响应和电动汽车调度的 CHP 微网优化运行[J]. 广东电力, 2020, 33(8): 36-45.
ZHANG Yuanyuan, HAN Aoyang, YU Litao, et al. Optimal operation of CHP microgrid considering demand response and electric vehicle dispatching[J]. Guangdong Electric Power, 2020, 33(8): 36-45.
- [11] 陈宇沁, 曹晓冬, 王俊, 等. 综合能源系统综合需求响应行为研究[J]. 电力工程技术, 2020, 39(6): 89-97.
CHEN Yuqin, CAO Xiaodong, WANG Jun, et al. Integrated demand response behavior of integrated energy system[J]. Electric Power Engineering Technology, 2020, 39(6): 89-97.
- [12] 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): 123-130.
LUO Jinman, ZHAO Shanlong, FENG Youjun, et al. Optimal operation of integrated electricity-gas system considering uncertainty of integrated demand response[J]. Electric Power, 2020, 53(12): 123-130.
- [13] MANSOUR-SAAATLOO A, AGABALAYE-RAHVAR M, MIRZAEI M A, et al. Robust scheduling of hydrogen based smart micro energy hub with integrated demand response[J]. Journal of Cleaner Production, 2020, 267.
- [14] XIANG Yue, CAI Hanhu, GU Chenghong, et al. Cost-benefit analysis of integrated energy system planning considering demand response[J]. Energy, 2020, 192.
- [15] 杨海柱, 李梦龙, 江昭阳, 等. 考虑需求侧电热气负荷响应的区域综合能源系统优化运行[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(10): 30-37.
YANG Haizhu, LI Menglong, JIANG Zhaoyang, et al. Optimal operation of regional integrated energy system considering demand side electricity heat and natural-gas loads response[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(10): 30-37.
- [16] 张祎祺. 计及价格型需求响应的综合能源系统日前经济调度[J]. 吉林电力, 2020, 48(3): 20-23.
ZHANG Yiqi. Day ahead economic dispatch of integrated energy system considering price-based demand response[J]. Jilin Electric Power, 2020, 48(3): 20-23.
- [17] 董晓晶, 刘洪, 宫建锋, 等. 考虑多类型综合需求响应的电热耦合能源系统可靠性评估[J]. 电力建设, 2018, 39(11): 10-19.
DONG Xiaojing, LIU Hong, GONG Jianfeng, et al. Reliability assessment of coupled electricity-heat energy system considering multi-type integrated demand response[J]. Electric Power Construction, 2018, 39(11): 10-19.
- [18] GUO Zihao, ZHANG Ren, WANG Li, et al. Optimal operation of regional integrated energy system considering demand response[J]. Applied Thermal Engineering, 2021, 191.
- [19] QU X, HUI H, YANG S, et al. Price elasticity matrix of demand in power system considering demand response programs[J]. Iop Conference, 2018, 121.
- [20] 杨国山, 杨德州, 杨昌海, 等. 考虑负荷方差的智能微网用户侧分时电价优化模型[J]. 计算技术与自动化, 2020, 39(2): 98-103.
YANG Guoshan, YANG Dezhou, YANG Changhai, et al. Power price optimization model for intelligent micro-network user-side sub-division considering load variance[J]. Computing Technology and Automation, 2020, 39(2): 98-103.
- [21] YETKIN M, INAL C, YIGIT C O. Use of the particle swarm optimization algorithm for second order design of levelling networks[J]. Journal of Applied Geodesy, 2009, 3(3): 171-178.
- [22] LI Peng, WANG Zixuan, WANG Jiahao, et al. Two-stage optimal operation of integrated energy system considering multiple uncertainties and integrated demand response[J]. Energy, 2021, 225.
- [23] 肖峻, 李思岑, 王丹. 计及用户分级与互动的配电网最大供电能力模型[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(17): 19-25, 41.
XIAO Jun, LI Sicen, WANG Dan. Model of total supply capability for distribution network considering customer classification and interaction[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(17): 19-25, 41.

收稿日期: 2021-01-09; 修回日期: 2021-04-30

作者简介:

李政洁(1997—), 男, 硕士研究生, 研究方向综合能源系统经济调度; E-mail: 157047588@qq.com

张智晟(1975—), 男, 通信作者, 教授, 博士生导师, 研究方向电力系统短期负荷预测和经济调度。E-mail: slnzzs@126.com

(编辑 葛艳娜)