

碳交易机制下考虑需求响应的 综合能源系统优化运行

魏震波¹, 马新如¹, 郭毅², 魏平桢¹, 卢炳文¹, 张海涛¹

(1. 四川大学电气工程学院, 成都市 610065;

2. 国网河南省电力公司濮阳供电公司, 河南省濮阳市 457000)

摘要: 综合能源系统是实现“双碳”目标的有效途径,为进一步挖掘其需求侧可调节潜力对碳减排的作用,提出了一种碳交易机制下考虑需求响应的综合能源系统优化运行模型。首先,根据负荷响应特性将需求响应分为价格型和替代型2类,分别建立了基于价格弹性矩阵的价格型需求响应模型,及考虑用能侧电能和热能相互转换的替代型需求响应模型;其次,采用基准线法为系统无偿分配碳排放配额,并考虑燃气轮机和燃气锅炉的实际碳排放量,构建一种面向综合能源系统的碳交易机制;最后,以购能成本、碳交易成本及运维成本之和最小为目标函数,建立综合能源系统低碳优化运行模型,并通过4类典型场景对所提模型的有效性进行了验证。通过对需求响应灵敏度、燃气轮机热分配比例和不同碳交易价格下系统的运行状态分析发现,合理分配价格型和替代型需求响应及燃气轮机产热比例有利于提高系统运行经济性,制定合理的碳交易价格可以实现系统经济性和低碳性协同。

关键词: 碳交易机制; 需求响应; 综合能源系统; 优化运行

Optimized Operation of Integrated Energy System Considering Demand Response under Carbon Trading Mechanism

WEI Zhenbo¹, MA Xinru¹, GUO Yi², WEI Pingan¹, LU Bingwen¹, ZHANG Haitao¹

(1. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China;

2. State Grid Henan Electric Power Company Puyang Power Supply Company, Puyang 457000, Henan Province, China)

ABSTRACT: The integrated energy system (IES) is an effective way to achieve the “carbon neutrality and emission peak” goal. In order to further explore the role of the adjustable potential of demand side on carbon emission reduction, an optimized operation model of IES considering the demand response under the carbon trading mechanism is proposed. Firstly, according to the characteristics of load response, the demand response is divided into two types: price-type and substitution-type. The price-type demand response model is established on the basis of price elasticity matrix, and the substitution-type demand response model is constructed by considering the conversion of electricity and heat. Secondly, base-line method is used to allocate free carbon emission quota for the system, and considering the actual carbon emissions of gas turbine and gas boiler, a carbon trading mechanism for the IES is constructed. Finally, a low-carbon optimal operation model of IES is established, whose objective is to minimize the sum cost of energy purchase, cost of carbon transaction and cost of IES operation and maintenance. The effectiveness of the proposed model is verified through four typical scenarios. By analyzing the sensitivity of demand response, heat distribution ratio of gas turbine and the operating state of the system under different carbon trading prices, it is found that reasonable allocation of price-type and substitution-type demand response and heat production ratio of gas turbine is beneficial to improve the operating economy of the system. Making reasonable carbon trading price can realize the coordination of system economy and low carbon.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51807125).

KEYWORDS: carbon trading mechanism; demand response; integrated energy system; optimized operation

中图分类号: TM 73

文献标志码: A

文章编号: 1000-7229(2022)01-0001-09

DOI: 10.12204/j.issn.1000-7229.2022.01.001

基金项目: 国家自然科学基金项目(51807125)

0 引言

2019 年,电力行业二氧化碳排放占全国碳排放总量超过 40%。2020 年 9 月,我国提出争取 2060 年前实现碳中和的目标^[1-2],发展低碳电力迫在眉睫。目前,我国正在逐步推行碳交易市场,努力通过市场手段实现二氧化碳“零排放”^[3-4]。

碳交易机制能够优化系统资源配置、促进节能减排^[5-7]。文献[8]按照核电机组、火电机组和风电机组的实际出力免费分配初始碳排放权,考虑火电机组实际碳排放量计算碳交易成本,有效均衡经济和低碳效益;文献[9]将碳交易机制引入虚拟电厂,基于基准线法并根据可再生能源机组出力为碳源分配无偿的初始碳配额,提高了可再生能源消纳总量。**需求响应(demand response, DR)**能够提升供能侧和用能侧的双向互动。文献[10]引入价格弹性矩阵描述 DR 行为,并分析了 DR 缓解系统调峰压力的有效性;文献[11]基于价格弹性矩阵法建立了电、气负荷的 DR 模型,考虑热负荷的模糊感知和延时性建立了热负荷 DR 模型,并验证了模型能够提高能源利用效率;文献[12]将电负荷分为削减、转移、替代 3 种类型,统一根据响应量规划补偿成本,并采用饱和度和差异度指标衡量用户满意度。但以上文献或仅分析碳交易机制,或仅考虑需求响应,不利于协调系统低碳性和经济性。

由此,针对电热综合能源系统(integrated electricity-heat energy system, IEHS)^[13-14],通过引入碳交易机制可使碳排放权成为具有经济价值的可调度资源,考虑 DR^[15-16]能够挖掘用能侧潜力,进而实现系统低碳经济运行。文献[17]对比了不同电、热负荷舒适度下系统的总运行成本和弃风弃光量,保证用户舒适度的基础上实现多能互补、降低运行成本并提高新能源消纳,但电负荷 DR 仅对可中断和可平移负荷简化建模;文献[18]计及电力市场和碳交易市场价格传导机制,将风、光等可再生能源发电量折算成减排量,提出了包含冷热电联产机组运行和蓄电池储能控制策略的多能源系统综合需求侧响应方案,实现园区多能源系统的经济运行,但并未构建负荷侧精细化模型。

综上现状与问题,本文提出一种碳交易机制下考虑 DR 的电热综合能源系统优化运行模型。首先,将需求响应分为价格型和替代型;其次,构建一种针对电热综合能源系统的碳交易机制;最后,通过算例仿真验证碳交易机制下考虑需求响应,能够实现削峰填谷、协同电热综合能源系统的经济性和低碳性,为电

热综合能源系统低碳经济运行提供参考。

1 考虑 DR 的 IEHS 模型

1.1 IEHS 架构

IEHS 能够实现电能、热能的互补协同,提高能源利用效率,满足用户多种能源梯级利用的同时保障持续可靠供能。

本文构建了含需求响应的 IEHS 架构,如图 1 所示。在该系统中,电能和气能分别由上级电网、气网供应,从上级气网购气用来供给热电联产装置(combined heat and power, CHP)和燃气锅炉(gas boiler, GB),剩余电能可出售给上级电网;能量耦合设备有 CHP、热泵(heat pump, HP)和 GB,能实现电热能量双向流动;CHP 由燃气轮机(gas turbine, GT)、余热锅炉(waste heat boiler, WHB)和基于有机朗肯循环(organic Rankine cycle, ORC)的低温余热发电装置组成,运行方式为热电解耦,该运行方式能适应系统不同运行工况;HP 和 GB 消纳风电并承担部分热负荷。引入 DR 可以平抑负荷曲线波动,实现电热的交互耦合、削峰填谷并降低运行成本。

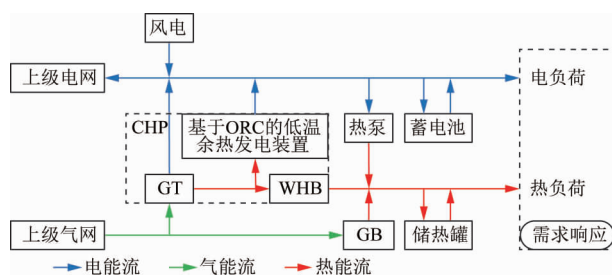


图 1 IEHS 架构

Fig. 1 Structure of IEHS

1.2 DR 模型

DR 指用户根据电价或激励机制调整自身用能行为,参与电网互动,从而优化负荷曲线,提升系统运行效率。根据负荷响应特性,将 DR 分为价格型需求响应和替代型需求响应。

1.2.1 价格型需求响应

不同类型负荷对同一电价信号的敏感度存在差异,将价格型需求响应电负荷分为可削减负荷(curtable load, CL)和可转移负荷(shiftable load, SL),以下对两类负荷分别建模。

1) CL 特性分析及建模

CL 通过对比 DR 前后本时段电价变化,从而选择是否削减自身负荷。用价格需求弹性矩阵描述 DR 特性,弹性矩阵 $E(t, j)$ 中第 t 行第 j 列元素 $e_{t, j}$,即 t 时刻负荷对 j 时刻电价的弹性系数,定义为:

$$e_{t,j} = \frac{\Delta P_{L,t}^e / P_{L,t}^{e0}}{\Delta \rho_j / \rho_j^0} \quad (1)$$

式中: $\Delta P_{L,t}^e$ 为 DR 后 t 时刻的负荷变化量; $P_{L,t}^{e0}$ 为 t 时刻初始负荷; $\Delta \rho_j$ 为需求响应后 j 时刻电价变化量; ρ_j^0 为 j 时刻初始电价。那么, DR 后 t 时刻的可削减负荷变化量 $\Delta P_{CL,t}^e$ 为:

$$\Delta P_{CL,t}^e = P_{CL,t}^{e0} \left[\sum_{j=1}^{24} E_{CL}(t,j) \frac{\rho_j - \rho_j^0}{\rho_j^0} \right] \quad (2)$$

式中: $P_{CL,t}^{e0}$ 为 t 时刻初始可削减负荷量; $E_{CL}(t,j)$ 为 CL 价格需求弹性矩阵, 为对角阵; ρ_j 为 j 时刻电价。

2) SL 特性分析及建模。

可转移负荷是指用户根据自身需求响应电价, 可以实现工作时间灵活调整的负荷。以峰平谷分时电价为信号, 可引导用户将高峰时段负荷转移到平谷时段。同理, 用价格需求弹性矩阵描述 DR 特性, DR 后 t 时刻的可转移负荷变化量 $\Delta P_{SL,t}^e$ 为:

$$\Delta P_{SL,t}^e = P_{SL,t}^{e0} \left[\sum_{j=1}^{24} E_{SL}(t,j) \frac{\rho_j - \rho_j^0}{\rho_j^0} \right] \quad (3)$$

式中: $P_{SL,t}^{e0}$ 为 t 时刻初始可转移负荷量; $E_{SL}(t,j)$ 为 SL 价格需求弹性矩阵。

1.2.2 替代型需求响应

对某类可由热能或电能直接供应的热负荷而言, 低电价时段可消耗电能, 高电价时段可直接消耗热能, 以满足自身需求, 从而实现电能和热能的相互替代。可替代负荷(replacable load, RL)模型为:

$$\Delta L_t^{r,e} = -\varepsilon_{e,h} \Delta L_t^{r,h} \quad (4)$$

$$\varepsilon_{e,h} = \frac{v_e \varphi_e}{v_h \varphi_h} \quad (5)$$

式中: $\Delta L_t^{r,e}$ 、 $\Delta L_t^{r,h}$ 分别为可替代的电负荷量 and 对应被替代的热负荷量; $\varepsilon_{e,h}$ 为电热替代系数; v_e 、 v_h 分别为电能和热能的单位热值; φ_e 、 φ_h 分别为电能和热能的能源利用率。式(4)中负号表示可替代电负荷的减少对应被替代热负荷的增加。对该类负荷, 需要考虑最大可替代负荷量约束:

$$\begin{cases} \Delta L_{\min}^{r,e} \leq \Delta L_t^{r,e} \leq \Delta L_{\max}^{r,e} \\ \Delta L_{\min}^{r,h} \leq \Delta L_t^{r,h} \leq \Delta L_{\max}^{r,h} \end{cases} \quad (6)$$

式中: $\Delta L_{\min}^{r,e}$ 、 $\Delta L_{\max}^{r,e}$ 分别为可替代电负荷的最小、最大替代量; $\Delta L_{\min}^{r,h}$ 、 $\Delta L_{\max}^{r,h}$ 分别为可替代热负荷的最小、最大替代量。

2 碳交易机制

碳交易机制是将碳排放权作为商品在碳交易市场进行交易的一种机制, 碳交易机制的实施能够有效推动碳减排。

2.1 无偿碳排放配额模型

完善的碳交易机制首先需要确定碳排放配额, 常见的碳排放配额分配方式有 2 种: 无偿分配和有偿分配。无偿分配指预先分配给系统免费碳排放额度, 以提高系统参与的积极性; 有偿分配则要求系统为自身碳排放支付相应的费用。根据我国当前实际情况, 采用无偿分配并基于基准线法为系统提供碳排放配额。对于本文建立的含 DR 的 IEHS, 碳排放源为 GT 和 GB, GT 发电且产热, GB 仅产热, 根据总的等效发热量为其分配碳排放配额, t 时刻系统的碳排放配额 $E_{p,t}$ 为:

$$E_{p,t} = \kappa (P_{GT,t}^h + \varphi P_{GT,t}^e + P_{GB,t}^h) \quad (7)$$

式中: κ 为区域单位电量碳排放分配额, 由国家发展改革委规定的“2019 年度减排项目中国区域电网基准线排放因子”确定, 本文采用系统区域的电量边际 (operating margin, OM) 排放因子和容量边际 (build margin, BM) 排放因子加权平均得到, 取 0.57 t/(MW · h); $P_{GT,t}^e$ 、 $P_{GT,t}^h$ 分别为 t 时刻 GT 输出的电、热功率; φ 为电量的折算系数; $P_{GB,t}^h$ 为 t 时刻 GB 输出的热功率。

2.2 碳排放成本模型

t 时刻系统实际碳排放量 $E_{ac,t}$ 为 GT 和 GB 之和, 根据排放因子法, 在本文中近似认为机组的实际碳排放量与机组出力成正比, 则 t 时刻系统实际碳排放量 $E_{ac,t}$ 为:

$$E_{ac,t} = \kappa_{GT} (P_{GT,t}^h + \varphi P_{GT,t}^e) + \kappa_{GB} P_{GB,t}^h \quad (8)$$

式中: κ_{GT} 、 κ_{GB} 分别为 GT 和 GB 的碳排放系数^[19], 此处取 0.610 1 t/(MW · h)。

为鼓励系统积极参与碳交易市场, 本文构建的碳交易策略如下: 用户可自行交易碳排放配额, 即实际碳排放量小于碳排放配额, 可以以市场价格出售剩余的碳排放配额获取收益; 反之, 需从市场买入超出的碳排放额度。由此, t 时刻碳交易成本 $C_{Ca,t}$ 为:

$$C_{Ca,t} = k_{Ca} (E_{ac,t} - E_{p,t}) \quad (9)$$

式中: k_{Ca} 为碳交易市场价格。

3 IEHS 优化运行模型

3.1 目标函数

碳交易机制下考虑 DR 的 IEHS 优化运行模型旨在满足系统运行约束的前提下, 实现整个网络经济性最佳。以购能成本 C_{Buy} 、碳交易成本 C_{Ca} 及运维成本 C_{Op} 之和最小为目标函数:

$$\min f = C_{Buy} + C_{Ca} + C_{Op} \quad (10)$$

1) 购能成本 C_{Buy} 。系统可以与上级电网进行电量交易, 当发电量不能满足自身需求时从上级电网购

电相应地,当发电量盈余时将多余电量出售给上级电网;此外,系统需要购买天然气维持 CHP 和 GB 运行。因此,购能成本为:

$$161-65 \quad C_{\text{Buy}} = \sum_{t=1}^T (P_{b,t}^e \kappa_{b,t}^e - P_{s,t}^e \kappa_{s,t}^e + Q_{b,t} \kappa_g) \quad (11)$$

式中: T 为一个运行周期; $P_{b,t}^e$ 、 $P_{s,t}^e$ 分别为 t 时刻从上级电网购、售电功率; $\kappa_{b,t}^e$ 、 $\kappa_{s,t}^e$ 分别为 t 时刻购、售电电价; $Q_{b,t}$ 为 t 时刻购买天然气量; κ_g 为单位天然气价格。

2) 碳交易成本 C_{Ca} 。一个运行周期的碳交易成本为所有时刻成本之和:

$$167-17 \quad C_{\text{Ca}} = \sum_{t=1}^T C_{\text{Ca},t} \quad (12)$$

3) 运维成本 C_{OP} 。

$$158-159 \quad C_{\text{OP}} = \sum_{i=1}^T \sum_{j=1}^6 \omega_i P_{i,j} \quad (13)$$

式中: i 取 1, 2, ..., 6, 分别代表风机、CHP、HP、GB、ES 和 HS; ω_i 为设备 i 的运维系数; $P_{i,j}$ 为设备 i 的出力。

3.2 约束条件

碳交易机制下考虑 DR 的 IEHS 优化运行约束有: 风电出力约束、能量平衡约束、设备能量转换约束、储能设备约束和用户用电方式满意度约束。

1) 风电出力约束。

供能侧清洁能源主要考虑风电,由于风电出力不确定性、电网传输能力等因素,系统往往无法消纳全部风电,即风电实际出力小于预测出力。

$$P_{\text{WT},t}^e \leq P_{\text{WT},t}^p \quad (14)$$

式中: $P_{\text{WT},t}^e$ 、 $P_{\text{WT},t}^p$ 分别为 t 时刻风电实际出力和预测出力。

2) 能量平衡约束。

本文构建的 IEHS 包括电能流、热能流和气流,均需满足能量平衡约束,分别为:

$$82-139 \quad P_{b,t}^e - P_{s,t}^e + P_{\text{WT},t}^e - P_{\text{HP},t}^e + P_{\text{CHP},t}^e + P_{\text{ES},t}^{\text{dis}} - P_{\text{ES},t}^{\text{ch}} = P_{\text{L},t}^e + \Delta P_{\text{CL},t}^e + \Delta P_{\text{SL},t}^e + \Delta L_{\text{L},t}^e \quad (15)$$

$$P_{\text{GB},t}^h + P_{\text{CHP},t}^h + P_{\text{HP},t}^h + P_{\text{HS},t}^{\text{dis}} - P_{\text{HS},t}^{\text{ch}} = P_{\text{L},t}^h + \Delta L_{\text{L},t}^h \quad (16)$$

$$Q_{b,t} = Q_{\text{CHP},t}^g + Q_{\text{GB},t}^g \quad (17)$$

式中: $P_{\text{HP},t}^e$ 、 $P_{\text{HP},t}^h$ 分别为 t 时刻 HP 耗电功率和产热功率; $P_{\text{CHP},t}^e$ 、 $P_{\text{CHP},t}^h$ 、 $Q_{\text{CHP},t}^g$ 分别为 t 时刻 CHP 产电功率、产热功率、耗气量; $P_{\text{ES},t}^{\text{dis}}$ 、 $P_{\text{ES},t}^{\text{ch}}$ 分别为 t 时刻蓄电池放电、充电功率; $P_{\text{HS},t}^{\text{dis}}$ 、 $P_{\text{HS},t}^{\text{ch}}$ 分别为 t 时刻储热罐放热、储热功率; $P_{\text{L},t}^e$ 、 $P_{\text{L},t}^h$ 分别为 DR 前 t 时刻电负荷和热负荷量; $Q_{\text{GB},t}^g$ 为 t 时刻 GB 耗气量。

3) CHP 约束。式(18)、(19)分别为 CHP 产电、产热约束,CHP 产电由 GT 产电和低温余热发电装置

产电两部分组成,CHP 产热即为 WHB 产热;式(20)、(21)分别为 GT 气转电、气转热约束。

$$\text{燃气} \rightarrow P_{\text{CHP},t}^e = P_{\text{GT},t}^e + P_{\text{ORC},t}^e \quad (18)$$

$$\text{燃气} \rightarrow P_{\text{CHP},t}^h = P_{\text{GT},t}^h + \beta_t \tau_{\text{WHB}} \quad (19)$$

$$\text{燃气} \rightarrow P_{\text{GT},t}^e = Q_{\text{CHP},t}^g \tau_{\text{GT}}^e V_g \quad (20)$$

$$\text{燃气} \rightarrow P_{\text{GT},t}^h = Q_{\text{CHP},t}^g \tau_{\text{GT}}^h V_g \quad (21)$$

$$P_{\text{ORC},t}^e = P_{\text{GT},t}^h \alpha_t \delta_{\text{ORC}} \quad (22)$$

$$\alpha_t + \beta_t = 1 \quad (23)$$

$$0 \leq \alpha_t, \beta_t \leq 1 \quad (24)$$

式中: $P_{\text{ORC},t}^e$ 为低温余热装置产电功率; β_t 为 t 时刻 GT 产生的余热分配给 WHB 用以产热的比例; τ_{WHB} 为 WHB 的热转换效率; τ_{GT}^e 、 τ_{GT}^h 分别为 GT 的气转电和气转热效率; V_g 为天然气热值,取 $9.88 \text{ kW} \cdot \text{h} / \text{m}^3$; α_t 为 t 时刻 GT 产生的余热分配给余热发电装置的比例; δ_{ORC} 为余热发电装置的发电效率。HP、GB 能量转换约束、储能设备约束及设备耗能上下限约束,可参考文献[12]。

4) 用户用电方式满意度约束。

用户对用电方式改变的感受会影响响应的积极性,因此考虑用户用电方式满意度约束:

$$s = 1 - \frac{\sum_{t=1}^T |P_{\text{L},t}^{e0} + \Delta P_{\text{CL},t}^e + \Delta P_{\text{SL},t}^e + \Delta L_{\text{L},t}^{r,e}|}{\sum_{t=1}^T P_{\text{L},t}^{e0}} \geq s_{\min} \quad (25)$$

式中: s 、 s_{\min} 分别为用户用电方式满意度和满意度最小值。

3.3 求解方法

本文所求问题为混合整数线性规划问题,首先分析价格型需求响应和替代型需求响应,得到需求响应后的负荷曲线;然后,引入碳交易机制,并将碳交易机制下的碳交易成本作为目标函数的组成部分;最后,在满足风电出力约束、能量平衡约束、设备能量转换约束、储能设备约束和用户用电方式满意度约束的条件下,基于 MATLAB 平台调用 CPLEX 求解器求解。求解流程如图 2 所示。

4 算例分析

4.1 基础数据

以北方某工业园区为研究对象,以 24 h 为一个运行周期,单位运行时间为 1 h。系统中已安装设备有由 GT、WHB 和基于 ORC 的低温余热发电装置组成的 CHP、HP、GB,参数见附表 A1;天然气价格为 2.55 元/ m^3 ;分时电价见附表 A2;系统初始电、热负荷及风电预测出力见附图 A1。

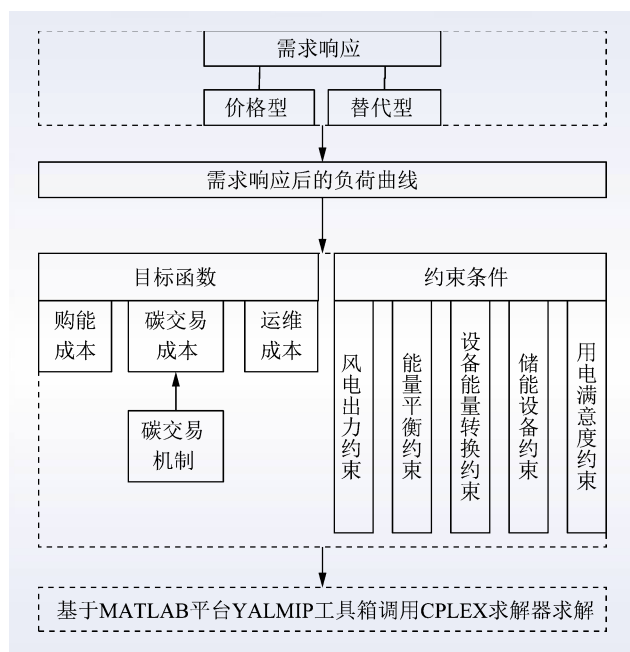


图 2 求解流程

Fig. 2 Flow chart of solution

4.2 结果分析

4.2.1 碳交易机制下考虑 DR 的运行结果

为验证所提模型的合理性, 本文对以下 4 种场景进行对比分析。

场景 1: 仅考虑碳交易机制;

场景 2: 碳交易机制下考虑需求响应;

场景 3: 仅考虑需求响应;

场景 4: 不考虑碳交易机制且不考虑需求响应。

各场景成本及实际碳排放量如表 1 所示。

表 1 各场景成本
Table 1 Daily operation cost in 4 cases

场景	总运行成本/元	购能成本/元	碳交易成本/元	运维成本/元	实际碳排放量/kg
1	16 445.14	13 080.52	371.93	2 992.69	25 402.65
2	16 170.17	12 849.77	356.55	2 963.85	24 361.20
3	18 140.79	12 353.64	2 788.25	2 998.90	28 164.14
4	18 528.73	13 765.75	2 005.30	2 757.68	30 255.56

由表 1 可知, 对比场景 4, 场景 1 的碳排放成本降低了 81.45%, 且实际碳排放量减少了 4 852.91 kg, 这是由于场景 1 考虑碳排放机制使得系统拥有初始碳排放配额, 可以抵消一部分碳排放成本, 而场景 4 须考虑实际碳排放量的全部成本; 相比场景 4, 场景 3 购能成本减少了 10.26%, 这是由于考虑需求响应减少了峰时电负荷, 增加了谷时电负荷, 从而使得系统能够选择更为经济的购能方式; 对比场景 1、2, 场景 3 的总运行成本较高、购能成本较低且碳交易成本和实际碳排放量较高, 这表明了碳交易机

制对于节能减排的促进作用; 场景 2 的总运行成本、购能成本、碳交易成本、运维成本及实际碳排放量均小于场景 1, 这是由于碳交易机制下考虑需求响应不仅将高电价时段的部分负荷转移到低电价时段并削减部分负荷用能, 还实现了用户侧电能和热能相互替代, 平滑负荷曲线, 由此, 系统通过比较不同时段的购电、购气成本和 GT、GB 出力, 从而选择较为经济且碳排放量较少的方式运行, 有效协调了系统的运行经济性和低碳性。

场景 2 电负荷构成如图 3 所示。从图 3 可以看出, 相比原始负荷明显的峰平谷分布, CL 响应峰平谷电价, 在高电价时段(09:00—12:00、19:00—22:00)削减部分负荷; SL 将部分高电价时段负荷(09:00—12:00、19:00—22:00)转移到低电价时段(00:00—08:00), 减少了高电价时段负荷, 增加了低电价时段负荷, 负荷曲线较为平滑; RL 在高电价时段(09:00—12:00、19:00—22:00)将部分电负荷转化为热负荷, 低电价时段(12:00—19:00、22:00—09:00)将部分热负荷转化为电负荷。价格型需求响应和替代型需求响应协同作用, 使负荷曲线平滑, 实现了削峰填谷。

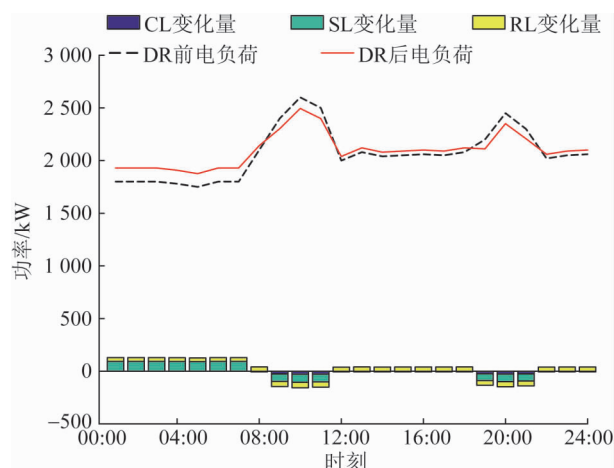


图 3 场景 2 电负荷构成

Fig. 3 Composition of electric load in case 2

场景 2 各设备电、热出力分别如图 4、5 所示。从图 4、5 可以看出系统设备运行情况及原因, 具体分析见表 2。此外, ES 在低电价时段充电, 在高电价时段放电, HS 反之, 提高了系统的灵活性。

4.2.2 需求响应灵敏度分析

各类型需求响应的负荷占比影响系统 DR 实施效果, 在 4.2.1 节场景 2 的基础上, 分析系统价格型需求响应和替代型需求响应负荷占比对系统成本的影响。

总运行成本-价格型需求响应负荷占比关系如图 6 所示。首先保持替代型负荷不变, 设置 CL 和 SL 占

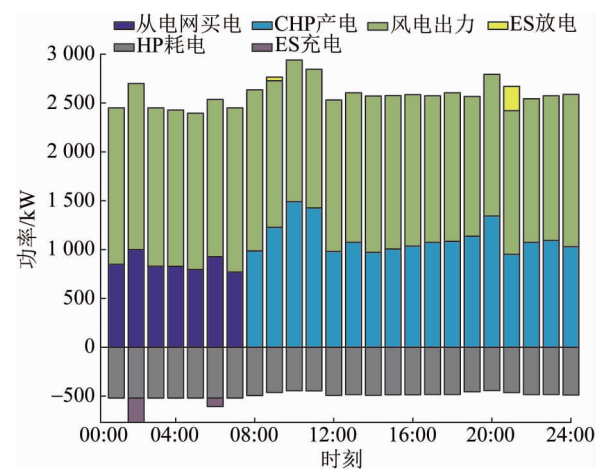


图4 场景2各设备电出力
Fig.4 Power output in case 2

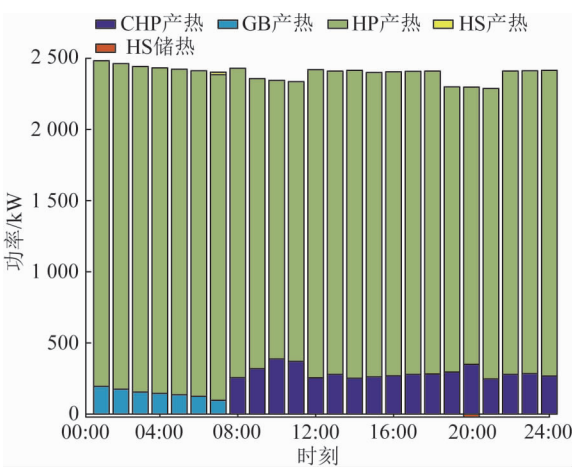


图5 场景2各设备热出力
Fig.5 Heat output in case 2

表2 场景2系统运行分析
Table 2 System operation analysis in case 2

时段类型	时段	系统设备运行情况	原因
谷	00:00—08:00	系统依靠风电出力和从上级电网买电满足 HP、HS 充电和电负荷需求,以维持该时段 的电功率平衡,热负荷由 HP、GB 和 HS 供 给,实现热功率平衡	一方面,风机运维成本较小,优先利用风电出力有利于 降低运行成本,在风电出力仍无法满足系统电负荷需求 且该时段电价较低的情况下,从上级电网购电成本小于 从上级气网购气成本;另一方面,HP 供热效率高于 CHP 和 GB,因此优先选择 HP 供热,在 HP 不能完全满足热 负荷需求且该时段 CHP 不出力的情况下,采用 GB 供热
	08:00—09:00 12:00—19:00 22:00—24:00	系统依靠风电和 CHP 出力满足 HP 和电负 荷需求,热负荷由 HP 和 CHP 供给	该时段电价相对较高,从上级电网购电成本大于从上级 气网购气成本
峰	09:00—12:00 19:00—22:00	系统依靠风电、CHP 出力和 HS 放电满足 HP 和电负荷需求,热负荷及 HS 储热由 HP 和 CHP 供给	该时段电价相对较高,从上级气网购气比从上级电网购 电经济

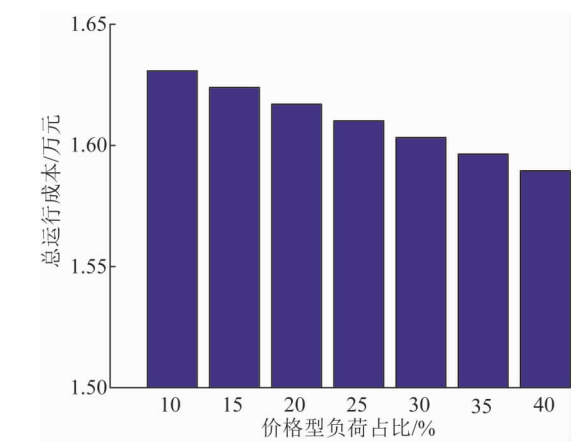


图6 总运行成本-价格型需求响应负荷占比关系
Fig.6 Relationship between total operating cost and the ratio of price-type demand response load

比分别为 10% ~ 40% ,分析价格型需求响应对系统成本的影响。从图 6 可以看出 ,随着 CL 和 SL 占比增加 ,系统总运行成本降低 ,即总运行成本与价格型

需求响应负荷负相关 ,这是由于总负荷不变时 ,增大 CL 和 SL 占比相当于增多了价格型需求响应量 ,使高电价时段负荷减少、低电价时段负荷增多 ,降低了系统购能成本 ,从而降低总运行成本。

总运行成本-替代型需求响应负荷占比关系如图 7 所示。从图 7 可以看出 ,设定 CL 和 SL 占比分别为 20% ,当 RL 占比从 10% 增大到 60% 时 ,系统总运行成本增加 ,即总运行成本与替代型需求响应负荷正相关 ,因此协调价格型和替代型需求响应的比例有利于提高运行经济性。

4. 2. 3 GT 产热分配比例的影响

CHP 由 GT、WHB 和基于 ORC 的低温余热发电装置组成 ,运行方式为热电联产 ,分析 GT 产热分配给 WHB 和发电装置的比例对系统运行的影响。成本-GT 产热分配给 WHB 比例关系如图 8 所示。从图 8 可以看出 ,随着 GT 产热分配给 WHB 的比例增大 ,碳交易成本和实际碳排放量先增加后减小 ,运维

成本与分配比例呈负相关,而系统购能成本增加,且购能成本增加幅度明显大于碳交易成本和运维成本的减少,由此导致系统总运行成本增加。

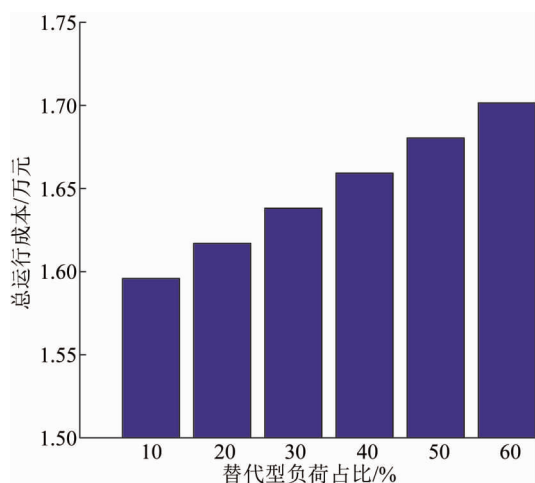


图 7 总运行成本-替代型需求响应负荷占比关系
Fig. 7 Relationship between total operating cost and the ratio of alternative-type demand response load

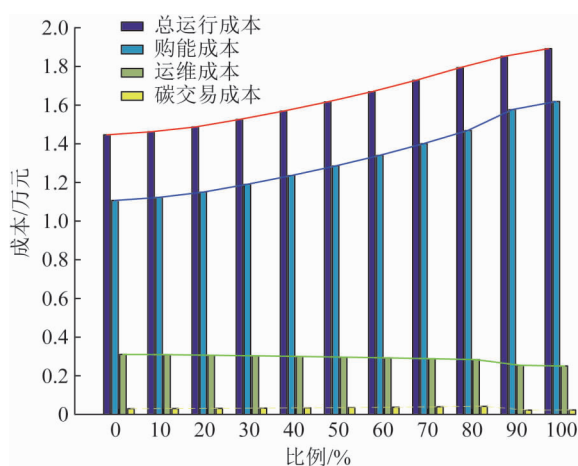


图 8 成本-GT 产热分配给 WHB 比例关系
Fig. 8 Cost-GT heat generation allocation to WHB proportional relationship

4.2.4 碳交易价格对系统运行的影响

碳交易价格是目标函数的权重,所以碳交易价格的变化会影响碳排放量、碳交易成本和购能成本,进而影响系统总运行成本。为研究碳交易价格对系统运行的影响,绘制了总运行成本、购能成本、碳交易成本及实际碳排放量与碳交易价格的关系曲线,如图 9 和图 10 所示。

分析图 9 和图 10 可知:

1) 当碳交易价格较低(小于 20 元/kg)时,随着系统碳交易价格的提高,系统碳排放量基本不变,这是由于碳交易价格增加过小,不足以激励系统改变自身行为;随着碳交易价格的继续提高,系统碳排放量明显减少,当碳交易价格取 120 元/kg,碳排放量基本不变,这

是由于系统为降低自身成本而响应碳价改变。

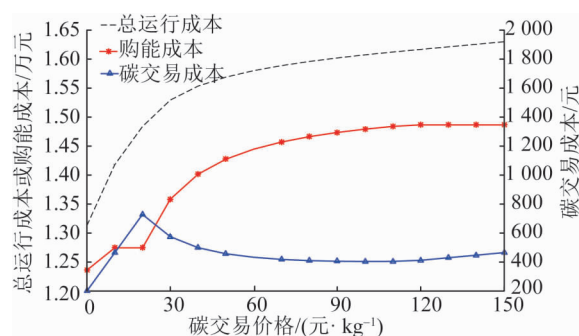


图 9 成本-碳价关系曲线
Fig. 9 Cost-carbon price curve

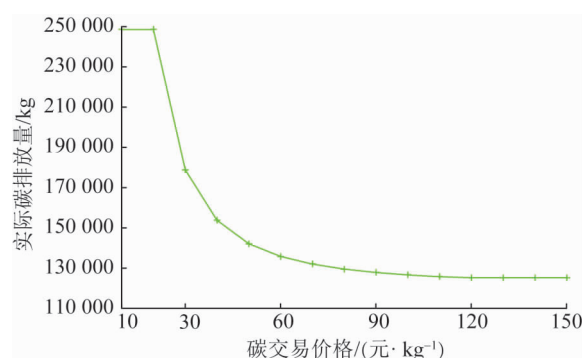


图 10 实际碳排放量-碳价关系曲线
Fig. 10 Actual carbon emissions-carbon price curve

2) 随着碳交易价格的提高,碳交易成本先增后减,这是由于当碳交易价格较低时,实际碳排放量不变,碳交易成本随碳交易价格的增大而增大;当碳交易价格不断增大,系统实际碳排放量显著减少且减少幅度比价格增加幅度更大;随着碳交易价格的提高,系统购能成本先增大后趋于稳定,这是由于 CHP 出力增加,相应地增大了系统购气量。

3) 系统总运行成本随着碳交易价格的增速先快后趋于平缓,这是由于碳交易价格在总成本中相当于权重,当价格较低时,即权重较小,碳交易成本占总成本比例较小,系统总运行成本随着购能成本的增加而增加;随着碳交易价格提高,系统碳排放量基本不变,碳交易成本在碳价取 120 元/kg 时达到最小,此后,碳交易成本、购能成本、总运行成本均增加。

从以上分析可以看出,制定合理的碳交易价格可以促进系统经济性和低碳性的协同。

5 结 论

针对电热综合能源系统,本文建立了碳交易机制下考虑需求响应的优化运行模型,对比分析了 4 种场景的成本,并研究了碳交易价格对系统运行的影响,得出了以下结论:

1) 碳交易机制下考虑需求响应不仅将高电价时

段的部分负荷转移到低电价时段并削减部分负荷用能,还实现了用户侧电能和热能相互替代,平滑负荷曲线;同时,灵活选择购能方式,有效协调了系统的运行经济性和低碳性。

2) 增大价格型需求响应负荷可以降低运行成本,协调价格型和替代型需求响应的比例有利于提高运行经济性。

3) 随着 GT 产热分配给 WHB 的比例增大,碳交易成本和实际碳排放量先增加后减小,运维成本与分配比例呈负相关,系统总运行成本增加。

4) 随着碳交易价格的提高,碳交易成本先增加后减小,系统总运行成本随着碳交易价格的增速先快后趋于平缓,不同碳交易价格会影响系统运行成本和碳排放量,制定合理的碳交易价格能够协同低碳性和经济性。

下一步将针对含电、热、气负荷的电热气综合能源系统,对气负荷需求响应、阶梯型碳交易机制和需求响应不确定性对系统运行的影响进行更加深入的研究。

6 参考文献

- [1] 李晖,刘栋,姚丹阳. 面向碳达峰碳中和目标的我国电力系统发展研判[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(18): 6245-6259.
LI Hui, LIU Dong, YAO Danyang. Analysis and reflection on the development of power system towards the goal of carbon emission peak and carbon neutrality[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(18): 6245-6259.
- [2] MALLAPATY S. How China could be carbon neutral by mid-century[J]. Nature, 2020, 586(7830): 482-483.
- [3] 王文文,孙文静,孙慧,等. 我国碳排放管控现状与未来展望[J]. 现代化工, 2021, 41(2): 19-22.
WANG Wenwen, SUN Wenjing, SUN Hui, et al. Current situation and future prospect of carbon emission control in China[J]. Modern Chemical Industry, 2021, 41(2): 19-22.
- [4] 王科,陈沫. 中国碳交易市场回顾与展望[J]. 北京理工大学学报(社会科学版), 2018, 20(2): 24-31.
WANG Ke, CHEN Mo. Review and prospect of China's carbon trading system[J]. Journal of Beijing Institute of Technology (Social Sciences Edition), 2018, 20(2): 24-31.
- [5] HOU Q, GUAN Y, YU S. Stochastic differential game model analysis of emission-reduction technology under cost-sharing contracts in the carbon trading market[J]. IEEE Access, 2020, 8: 167328-167340.
- [6] 杨欢红,谢明洋,黄文焘,等. 含废物处理的城市综合能源系统低碳经济运行策略[J]. 电网技术, 2021, 45(9): 3545-3552.
YANG Huanhong, XIE Mingyang, HUANG Wentao, et al. Low-carbon economic operation of urban integrated energy system including waste treatment[J]. Power System Technology, 2021, 45(9): 3545-3552.
- [7] 张晓辉,梁军雪,赵翠妹,等. 基于碳交易的含燃气机组的低碳电源规划[J]. 太阳能学报, 2020, 41(7): 92-98.
ZHANG Xiaohui, LIANG Junxue, ZHAO Cuimei, et al. Research on low-carbon power planning with gas turbine units based on carbon transactions[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2020, 41(7): 92-98.
- [8] 李旭东,艾欣,胡俊杰,等. 计及碳交易机制的核-火-虚拟电厂三阶段联合调峰策略研究[J]. 电网技术, 2019, 43(7): 2460-2470.
LI Xudong, AI Xin, HU Junjie, et al. Three-stage combined peak regulation strategy for nuclear-thermal-virtual power plant considering carbon trading mechanism[J]. Power System Technology, 2019, 43(7): 2460-2470.
- [9] 张立辉,戴谷禹,聂青云,等. 碳交易机制下计及用电行为的虚拟电厂经济调度模型[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(24): 154-163.
ZHANG Lihui, DAI Guyu, NIE Qingyun, et al. Economic dispatch model of virtual power plant considering electricity consumption under a carbon trading mechanism[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(24): 154-163.
- [10] 崔杨,修志坚,刘闯,等. 计及需求响应与火-储深度调峰定价策略的电力系统双层优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(13): 4403-4414.
CUI Yang, XIU Zhijian, LIU Chuang, et al. Dual level optimal dispatch of power system considering demand response and pricing strategy on deep peak regulation[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(13): 4403-4414.
- [11] 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.
- [12] 魏震波,任小林,黄宇涵. 考虑综合需求侧响应的区域综合能源系统多目标优化调度[J]. 电力建设, 2020, 41(7): 92-99.
WEI Zhenbo, REN Xiaolin, HUANG Yuhang. Multi-objective optimal dispatch for integrated energy system considering integrated demand response[J]. Electric Power Construction, 2020, 41(7): 92-99.
- [13] 刘洪,赵晨晓,葛少云,等. 基于精细化热网模型的电热综合能源系统时序潮流计算[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(4): 63-72.
LIU Hong, ZHAO Chenxiao, GE Shaoyun, et al. Sequential power flow calculation of power-heat integrated energy system based on refined heat network model[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(4): 63-72.
- [14] 刁涵彬,李培强,王继飞,等. 考虑电/热储能互补协调的综合能源系统优化调度[J]. 电工技术学报, 2020, 35(21): 4532-4543.
DIAO Hanbin, LI Peiqiang, WANG Jifei, et al. Optimal dispatch of integrated energy system considering complementary coordination of electric/thermal energy storage[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2020, 35(21): 4532-4543.
- [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] HUANG W J, ZHANG N, KANG C Q, 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(1) : 1-13.

[17] 王仕炬,刘天琪,何川,等. 基于舒适度的需求响应与碳交易的园区综合能源经济调度[J/OL]. 电测与仪表,2021: 1-9 [2021-11-19]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.TH.20210427.0849.002.html>.

WANG Shiju , LIU Tianqi , HE Chuan , et al. Comfort demand response and carbon trading based comprehensive energy economic dispatching in industrial parks [J/OL]. Electrical Measurement & Instrumentation ,2021: 1-9 [2021-11-19]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.TH.20210427.0849.002.html>.

[18] 陈锦涛,杨苹,陈滢,等. 基于综合需求侧响应策略的园区多能源系统优化运行[J]. 可再生能源,2021 ,39(2) : 222-228.

CHEN Jintao , YANG Ping , CHEN Ying , et al. Optimized operation of multi-energy system in the industrial park based on integrated demand response strategy [J]. Renewable Energy Resources ,2021 ,39(2) : 222-228.

[19] 生态环境部办公厅. 企业温室气体排放核算方法与报告指南: 发电设施[R]. 北京: 生态环境部办公厅 ,2021.

收稿日期: 2021-05-19

作者简介:

魏震波(1978) 男,博士,副教授,研究方向为复杂系统及其理论、电力系统安全稳定分析与控制及电力市场,E-mail: weizhenbo@scu.edu.cn;

马新如(1996) 女,硕士研究生,研究方向为综合能源系统,E-mail: 18339116208@163.com;

郭毅(1996) 男,硕士,主要研究方向为能源互联网,E-mail: 269495669@qq.com;

魏平校(1994) 男,硕士,主要研究方向为能源互联网,E-mail: 1150515270@qq.com;

卢炳文(1994) 男,硕士,主要研究方向为综合能源系统的建模、规划和运行,E-mail: 1845721351@qq.com;

张海涛(1997) 男,硕士研究生,主要研究方向为微电网优化运行,E-mail: 310779823@qq.com。

(编辑 景贺峰)

附录 A

表 A1 设备参数		
Table A1 Parameters of devices		
设备类型	设备参数	数值
GT	安装容量/kW	4 000
	电效率	0.3
	热效率	0.4
GB	安装容量/kW	1 000
	效率	0.9
WHB	效率	0.8
HP	安装容量/kW	400
	效率	4.4
基于 ORC 的低温 余热发电装置	安装容量/kW	400
	效率	0.8
	切除系数	0.15
储热罐	最大容量/(kW·h)	400
	初始储热量/(kW·h)	50
	充/放热效率	0.95/0.90
	最大充放热功率/kW	250
蓄电池	最大容量/(kW·h)	400
	初始电量/(kW·h)	80
	充/放电效率	0.95/0.90
	最大充放电功率/kW	250

表 A2 分时电价		
Table A2 Time-of-use price		
时段类型	时段	电价/[元·(kW·h) ⁻¹]
峰	09:00—12:00	1.09
	19:00—22:00	
平	08:00—09:00	0.68
	12:00—19:00	
	22:00—24:00	
谷	00:00—08:00	0.35

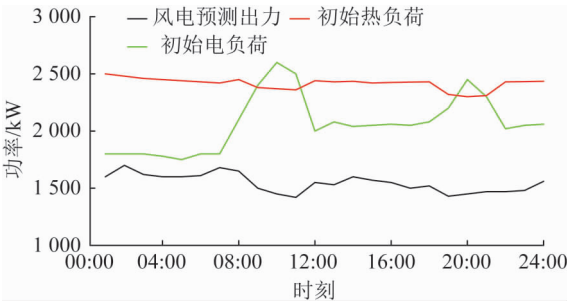


图 A1 初始负荷及风电预测出力

Fig. A1 Initial load and expected wind power

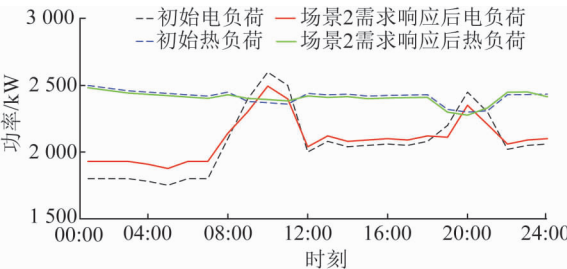


图 A2 场景 1 及场景 2 负荷曲线

Fig. A2 Load curve in case 1 and case 2