

侯健敏<sup>1,2</sup> 李志<sup>1</sup> 孟莹<sup>1</sup> 蔡骏<sup>3</sup> 余威杰<sup>1</sup> 徐志豪<sup>1</sup>

# 考虑氢能利用与需求响应的综合能源系统低碳优化调度

## 摘要

综合能源系统 (IES) 对提高能源利用效率、减少碳排放具有重要意义。为了更好地实现这一目标,提出一种考虑氢能利用与需求响应的 IES 低碳优化调度方法。在源侧,构建以氢能利用为核心的 IES 模型来优化设备运行灵活性;在负荷侧,考虑到用户用能特征,建立基于 Logistic 函数的需求响应模型来优化负荷曲线、协助降碳;同时,为进一步挖掘系统的碳减排潜力,在优化模型中引入阶梯式碳交易机制;最后,综合考虑系统购能成本、运维成本、碳交易成本以及弃风成本,以 IES 日运行总成本最小为目标函数进行优化调度。算例验证结果表明,所构建模型不仅达到负荷削峰填谷的效果,同时可以有效地降低 IES 的运行总成本和碳排放,具有较好的低碳经济性。

## 关键词

综合能源系统;氢能;需求响应;碳交易机制;低碳调度

中图分类号 TM73

文献标志码 A

收稿日期 2023-05-26

资助项目 国家自然科学基金(52077105);江苏省自然科学基金(20211285);江苏省研究生科研与实践创新计划项目(SJCX23\_0382)

## 作者简介

侯健敏,女,博士,副教授,研究方向为综合能源系统配置与调度优化。jmhou@nuist.edu.cn

## 0 引言

随着“碳达峰”和“碳中和”目标的提出,降低化石能源的消耗,提高清洁能源发电的比例已经成为当下的共识<sup>[1]</sup>。综合能源系统(Integrated Energy System, IES)作为低碳电力的代表,通过将多种能源耦合互补,在满足多能负荷的基础上调度多种能源设备出力,提高系统经济效益的同时也促进了清洁能源的使用<sup>[2-3]</sup>。IES 在“源”侧为整个电力系统的碳减排工作提供了关键性的技术手段,同时需求响应在“荷”侧作为一种灵活的调度资源也能够进一步优化整个系统的低碳经济性<sup>[4]</sup>。

目前,在综合能源系统助力“双碳”的过程中,P2G(Power-to-Gas)技术发挥了巨大的作用。文献[5]基于 P2G 构建电-气综合能源系统双层优化调度模型,在促进风电消纳的同时兼顾了天然气系统与电力系统的低碳经济性。而随着国家“十四五”规划的提出,氢能作为一种清洁低碳、转换形式灵活多样的二次能源,逐渐成为实现以电力为代表深度脱碳的战略新选择,更加有利于实现“双碳”目标。文献[6]指出 P2G 实际包含电制天然气和电制氢两个过程,电制天然气的效率仅为 55%,而电制氢的效率高达 80%,使用氢能不仅可以降低梯级转化造成的能量损耗,而且不产生碳排放;文献[7]构建了含 P2G-CCS 耦合和燃气掺氢的虚拟电厂模型,利用电制氢和甲烷化碳捕两阶段来协助系统降碳;文献[8]考虑了一种含电制氢、燃料电池(Hydrogen Fuel Cell, HFC)的电-热综合能源系统协调调度模型,充分发挥了氢能的低碳清洁性;文献[9]则构建了多时间尺度下的含氢能耦合的 IES 低碳调度模型,进一步挖掘了氢能的能源利用潜力。以上研究主要针对氢能在 IES 源侧的低碳利用,实际上可同时通过在负荷侧调节负荷需求来进一步降低碳排放,以充分挖掘 IES 低碳优化调度的巨大潜力。

需求响应(Demand Response, DR)作为 IES 的“荷”侧重要调度资源,能够引导用户根据价格信号调整自身用能行为,有效降低峰谷差,从而实现对电网的实时调控<sup>[10]</sup>。文献[11]在含氢储能的并网型微电网优化模型中,引入激励型 DR,实现对负荷侧灵活性资源的充分利用,进一步降低微电网的碳排放和经济成本;文献[12]引入氢负荷需求,构建了一种考虑电-热-气-氢综合需求响应的多时间尺度优化运行策略,利用天然气-氢气混用来优化燃气设备的灵活性,提高系统

- 1 南京信息工程大学 自动化学院,南京,210044
- 2 南京信息工程大学 大气环境与装备技术协同创新中心,南京,210044
- 3 南京信息工程大学 江苏省气象能源利用与控制工程技术研究中心,南京,210044

的低碳经济性;文献[13]采用计及多能耦合的电热气 IDR(Integrated Demand Response, IDR)模型,并构建耦合设备梯级利用供能结构,从而实现了氢能的高品位利用;文献[14]提出一种考虑风-光-氢一体化 IES 调度模型,利用 IDR 降低峰谷差和提高多能负载的负载比,进一步提高 IES 的经济性与稳定性.然而需求响应建模时,用户面对阶梯电价的价格差过大或过小的心理反应,会造成需求响应存在一定的随机性<sup>[15]</sup>,难以准确描述.同时,在负荷侧通过需求响应调整负荷曲线时,还要兼顾用户购电成本和电负荷波动之间的双赢,才能更好地推动调度策略的实施.

此外,在研究 IES 低碳调度时,碳交易机制通常被作为兼顾经济与环境效益的碳减排措施.文献[16]构建传统碳交易机制下考虑需求响应的优化运行模型,有效降低系统的碳排放;文献[17]对比分析了阶梯式碳交易和传统碳交易机制,指出阶梯式碳交易机制比传统碳交易机制对碳排放量有更严格的控制;文献[18]综合考虑氢削减、转移、替代 3 种负荷侧需求响应方式,结合阶梯式碳交易机制,从而更大限度地协调系统的低碳性与经济性.但在包含氢能利用和考虑用户心理因素的模糊需求响应的 IES 低碳经济调度中,阶梯式碳交易机制除了受到碳交易基础价格的影响,价格增长率和碳排放区间的变化也是重点关注的因素.

针对以上问题,本文提出一种考虑氢能利用与需求响应的综合能源系统低碳经济调度方法:在源侧,构建以氢能利用为核心的 IES 模型,提高系统的能源利用效率和碳减排能力;在负荷侧,建立基于 Logistic 函数的需求响应模型,实现用户针对不同分时电价的用户转移及用户与电负荷波动之间的双赢.在此基础上,以 IES 日运行成本最小为目标函数,并结合阶梯式碳交易机制,深挖系统的低碳潜力,实现 IES 的低碳经济调度.

## 1 含氢能利用的 IES 结构

传统 IES 是以热电联产设备为核心进行供能的,但能源利用率较低且碳排放较高.而随着制氢技术的成熟,含氢能设备的加入能够进一步优化 IES 的结构,如图 1 所示.

在整个系统中:电负荷主要由风力发电和燃气轮机承担 IES 所需大部分电能,氢燃料电池与蓄电池协助供电,不足部分向上级电网进行购电;热负荷

主要由燃气锅炉和燃气轮机承担,氢燃料电池与储热罐辅助供热;天然气网主要由上级气网、甲烷反应器以及储气罐组成,负责向 IES 燃气机组提供天然气.

本文所提氢能利用系统由电解槽、甲烷反应器、氢燃料电池和储氢设备组成.其中,电解槽是系统中氢能的主要供应源,生成的氢能一部分经由氢燃料电池进行热电生产,从而实现向用户供给电能和热能<sup>[19-20]</sup>,另一部分则进入储氢罐储存,富余的氢能可通过甲烷反应器制取天然气并供应给相关设备.氢能利用系统中设备建模见附录 A.此外,IES 中包含的储电、储热、储氢、储气这类储能装置主要用来协调能量的存储与转移,从而有效地保障系统运行安全可靠.

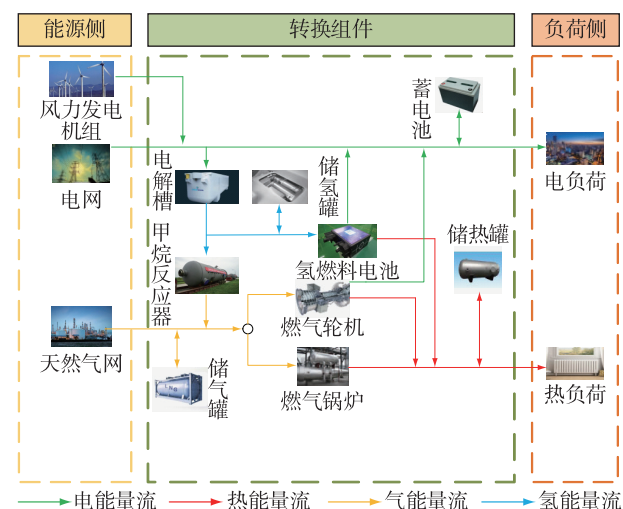


图 1 IES 结构

Fig. 1 Structure of IES

## 2 用户需求响应模型

除了在 IES 源端考虑更加环保的氢能,负荷端也可以通过优化负荷曲线来调整 IES 的供能策略,从而进一步减少碳排放.而传统电负荷考虑需求响应时,忽略了用户的主观心理因素,导致对负荷变化描述不够准确.因此本文建立基于 Logistic 函数的电负荷需求响应模型,以此描述用户面对不同电价情况下的响应行为.

### 2.1 基于 Logistic 函数的需求响应负荷转移率模型

基于消费者心理学,当不同时段间的电价差过大或过小时,用户均会产生需求响应的变化.在基于电价型的需求响应项目中,用户会考虑到自身的实

际利益问题去自发调整用电行为参与到系统的调度中来,其响应行为存在着一定的不确定性,具备需求响应模糊属性,因此,真实的需求响应值会处于乐观响应值与悲观响应值之间<sup>[21]</sup>.本文以峰时负荷向谷时负荷转移为例,建立了基于 Logistic 函数的模糊需求响应模型,其原理如图 2 所示.

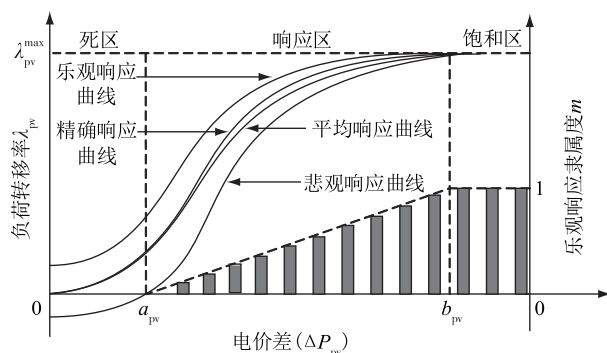


图 2 基于 Logistic 函数的模糊需求响应原理

Fig. 2 Fuzzy demand response mechanism based on Logistic function

图 2 中:  $\lambda_{pv}$  为负荷转移率;  $m$  为乐观响应隶属度,表示用户符合乐观响应估计的概率;  $\Delta P_{pv}$  (即横坐标) 为峰谷时段的电价差 (元/(kW·h));  $a_{pv}$  和  $b_{pv}$  为电价差划分区域分界点. 柱形图所围成的梯形部分为采用偏大型半梯形隶属度函数反映不同电价差下对应的乐观响应隶属度<sup>[15]</sup>.

$$\lambda_{pv}(\Delta P_{pv}) = \frac{a}{1 + e^{-(\Delta P_{pv} - c)/d}} + b, \quad (1)$$

$$m = \frac{\Delta P_{pv} - a_{pv}}{b_{pv} - a_{pv}}, \quad a_{pv} < \Delta P_{pv} < b_{pv}, \quad (2)$$

$$\bar{\lambda}_{pv} = \begin{cases} \frac{\lambda_{pv}^{\max} + \lambda_{pv}^{\min}}{2}, & 0 \leq \Delta P_{pv} \leq a_{pv}; \\ \lambda_{pv}^{\min} + \frac{\lambda_{pv}^{\max} - \lambda_{pv}^{\min}}{2}(1 + m), & a_{pv} < \Delta P_{pv} < b_{pv}; \\ \lambda_{pv}^{\max}, & \Delta P_{pv} \geq b_{pv}. \end{cases} \quad (3)$$

式中:  $a$ 、 $c$ 、 $d$  为函数已知量;  $b$  为可变参数,用于上下平移函数曲线;  $\bar{\lambda}_{pv}$  为负荷实际转移率;  $\lambda_{pv}^{\max}$ 、 $\lambda_{pv}^{\min}$  分别为乐观、悲观情况下峰谷负荷转移率. 结合图 2 与式(1)–(3)可知:当峰谷电价差过小时,形成死区,用户响应积极性较低,存在较强的随机性,此时响应度由乐观与悲观响应的平均值确定;随着电价差逐渐增大时,用户响应的积极性逐渐被调动,其响应行为逐渐倾向于乐观响应曲线;而当电价差过大时,用

户响应潜力被完全挖掘,负荷转移率达到极限,形成饱和区.

综上所述,对于峰平、平谷的负荷转移率  $\bar{\lambda}_{pf}$ 、 $\bar{\lambda}_{fv}$  可以使用相同方法求出. 因此,考虑需求响应后用户的实际负荷转移量以及负荷值为

$$\Delta P_{L,t}^e = \begin{cases} -\bar{\lambda}_{pf} P_{L,p}^{e,av} - \bar{\lambda}_{pv} P_{L,p}^{e,av}, & t \in T_p; \\ \bar{\lambda}_{pf} P_{L,p}^{e,av} - \bar{\lambda}_{fv} P_{L,f}^{e,av}, & t \in T_f; \\ \bar{\lambda}_{pv} P_{L,v}^{e,av} + \bar{\lambda}_{fv} P_{L,f}^{e,av}, & t \in T_v. \end{cases} \quad (4)$$

$$P_{L,t}^e = P_{L,t_0}^e + \Delta P_{L,t}^e. \quad (5)$$

式中:  $\Delta P_{L,t}^e$  为  $t$  时刻实际负荷转移量;  $T_p$ 、 $T_f$ 、 $T_v$  分别为峰、平、谷电价对应的时间段;  $P_{L,p}^{e,av}$ 、 $P_{L,f}^{e,av}$ 、 $P_{L,v}^{e,av}$  分别为实施分时电价前峰、平、谷时段的平均负荷值;  $P_{L,t_0}^e$ 、 $P_{L,t}^e$  分别为采用分时电价前、后的负荷值.

## 2.2 用户需求响应目标函数

负荷侧优化旨在调整负荷曲线来协调用户与电负荷波动之间的利益平衡,以负荷波动最小、用户购电费用最少为目标函数,通过非支配排序遗传算法 (NSGA-II) 进行求解<sup>[21]</sup>.

1) 目标 1: 负荷波动  $f_1$  最小

$$\min f_1 = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \left( P_{L,t}^e - \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T P_{L,t}^e \right)^2}. \quad (6)$$

2) 目标 2: 用户购电费用  $f_2$  最小

$$\min f_2 = \sum_{t=1}^T P_t^e \cdot P_{L,t}^e. \quad (7)$$

其中:  $P_t^e$  为采用分时电价后的  $t$  时刻的电价 (元/(kW·h)).

3) 约束 1: 用户用电量波动范围

为使考虑需求响应后电负荷总量保持相对稳定,定义用户用电量的波动范围为

$$(1 - \theta) \sum_{t=1}^T P_{L,t_0}^e \leq \sum_{t=1}^T P_{L,t}^e \leq (1 + \theta) \sum_{t=1}^T P_{L,t_0}^e. \quad (8)$$

其中:  $\theta$  为用电波动比例,取值范围为 5%.

4) 约束 2: 峰谷电价比值

为避免峰谷倒置,对峰谷电价进行约束:

$$\omega_{\min} \leq \frac{P_t^{e,p}}{P_t^{e,v}} \leq \omega_{\max}. \quad (9)$$

其中:  $\omega_{\max}$  和  $\omega_{\min}$  分别为峰谷电价比上、下限.

## 3 阶梯式碳交易机制模型

在“双碳”背景下,除了从 IES 源荷两端实现碳减排,碳交易机制也为统筹经济与环境效益提供了

条件,而其中阶梯式碳交易机制能够通过阶梯碳价进一步约束碳排放.在此基础上,本文通过分析模型中不同因素的变化对 IES 碳减排能力和经济性的影响,来引导 IES 低碳经济调度方案的选择.

### 3.1 初始无偿碳排放配额模型

现在市场上常见的碳排放分配方式有 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.本文采用无偿配额模型<sup>[18]</sup>,并假设上级购电来源于燃煤机组发电.

$$D_C = \lambda_e \sum_{t=1}^T P_t^{\text{buy},e} + \lambda_g \sum_{t=1}^T (\alpha P_t^{\text{gt},e} + P_t^{\text{gt},h}) + \lambda_g \sum_{t=1}^T P_t^{\text{gb}}. \quad (10)$$

式中:  $D_C$  为综合能源系统的碳排放配额 ( $t/(MW \cdot h)$ );  $\lambda_e$  为单位发电量碳排放配额;  $\lambda_g$  为燃气机组单位电能和热能输出的碳排放配额;  $P_t^{\text{buy},e}$  为向上级电网购电量;  $P_t^{\text{gt},e}$ 、 $P_t^{\text{gt},h}$  分别为燃气轮机电、热输出功率 ( $kW$ );  $P_t^{\text{gb}}$  为燃气锅炉输出功率 ( $kW$ );  $\alpha$  为电量折算系数.

### 3.2 碳交易成本模型

为了进一步限制碳排放,通过将碳排放量分为若干个区间,碳排放量越多的区间,碳交易价格越高,碳交易成本则越大,本文参考文献[22]采用阶梯式碳交易成本模型:

$$C_{\text{CO}_2} = \begin{cases} \lambda(E_C - D_C), & E_C \leq D_C + d; \\ \lambda d + (1 + \sigma)\lambda(E_C - D_C - d), & D_C + d \leq E_C \leq D_C + 2d; \\ (2 + \sigma)\lambda d + (1 + 2\sigma)\lambda(E_C - D_C - 2d), & D_C + 2d \leq E_C \leq D_C + 3d; \\ (3 + \sigma)\lambda d + (1 + 3\sigma)\lambda(E_C - D_C - 3d), & D_C + 3d \leq E_C \leq D_C + 4d; \\ (4 + \sigma)\lambda d + (1 + 4\sigma)\lambda(E_C - D_C - 4d), & E_C > D_C + 4d. \end{cases} \quad (11)$$

$$E_C = \chi_e \sum_{t=1}^T P_t^{\text{buy},e} + \chi_g \sum_{t=1}^T (\alpha P_t^{\text{gt},e} + P_t^{\text{gt},h}) + \chi_g \sum_{t=1}^T P_t^{\text{gb}}. \quad (12)$$

式中:  $C_{\text{CO}_2}$  为阶梯碳交易成本;  $\lambda$  为碳交易基础价格 (元/ $t$ );  $\sigma$  为价格增长率;  $d$  为碳排放区间;  $E_C$  为综合能源系统的实际碳排放量;  $\chi_e$  为单位发电量碳强度 ( $t/(MW \cdot h)$ );  $\chi_g$  为燃气机组单位电能和热能输出的碳排放强度 ( $t/(MW \cdot h)$ ).

## 4 考虑氢能利用和需求响应的 IES 低碳优化调度模型

### 4.1 目标函数

用户侧考虑需求响应后,将优化后的电负荷传递到 IES 低碳调度模型.本文所考虑的 IES 优化模型以系统的日运行总成本最低为目标函数,如式(13)所示:

$$\min F = C_{\text{buy}} + C_{\text{CO}_2} + C_m + C_{\text{loss}}. \quad (13)$$

式中:  $F$  为系统的总成本;  $C_{\text{buy}}$  为购电、购气成本之和;  $C_{\text{CO}_2}$  为碳交易成本;  $C_m$  为设备运维成本;  $C_{\text{loss}}$  为弃风成本.

#### 1) 购电购气成本

$$C_{\text{buy}} = \sum_{t=1}^T \lambda_t^{\text{buy},e} P_t^{\text{buy},e} \Delta t + \sum_{t=1}^T \lambda_t^{\text{buy},g} P_t^{\text{buy},g} \Delta t. \quad (14)$$

式中:  $\lambda_t^{\text{buy},e}$ 、 $\lambda_t^{\text{buy},g}$  分别为  $t$  时刻 IES 购电和购气价格 (元/( $kW \cdot h$ ));  $P_t^{\text{buy},e}$ 、 $P_t^{\text{buy},g}$  分别为  $t$  时刻 IES 购电量和购气量 ( $kW$ ).

#### 2) 碳交易成本

碳交易成本见式(11).

#### 3) 运维成本

$$C_m = \sum_{t=1}^T m_i P_{t,i} \Delta t + \sum_{t=1}^T m_j (P_{t,j}^{\text{ch}} + P_{t,j}^{\text{dis}}) \Delta t. \quad (15)$$

式中:  $i$  表示各种能量耦合设备;  $j$  表示各种储能设备;  $m_i$  和  $m_j$  分别为第  $i$  种能量耦合设备及第  $j$  种储能设备的运行维护成本;  $P_{t,i}$  为第  $i$  种能量耦合设备  $t$  时刻出力;  $P_{t,j}^{\text{ch}}$  和  $P_{t,j}^{\text{dis}}$  分别为第  $j$  种储能设备  $t$  时刻充能量及放能量 ( $kW$ ).

#### 4) 弃风成本

$$C_{\text{loss}} = \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{loss}} (P_t^{\text{wind}} - P_t^{\text{wt}}) \Delta t. \quad (16)$$

式中:  $\lambda_{\text{loss}}$  为惩罚系数;  $P_t^{\text{wind}}$  为  $t$  时刻风电预测功率;  $P_t^{\text{wt}}$  为  $t$  时刻风电实际输出功率 ( $kW$ ).

### 4.2 约束条件

本文所考虑调度模型仅考虑从上级电网、气网购入能量,不考虑向外部电网售出能量.

#### 1) 电功率平衡约束

$$\begin{cases} P_t^{\text{buy},e} + P_t^{\text{wt}} + P_t^{\text{gt},e} + P_t^{\text{HFC},e} + P_t^{\text{dis},e} = \\ P_t^{\text{el}} + P_t^{\text{ch},e} + P_{L,t}^e, \\ 0 \leq P_t^{\text{buy},e} \leq P_t^{\text{buy},e,\text{max}}. \end{cases} \quad (17)$$

式中:  $P_t^{\text{ch},e}$  和  $P_t^{\text{dis},e}$  分别为  $t$  时刻蓄电池充电量及放电量;  $P_t^{\text{buy},e,\text{max}}$  为向上级购电量上限.



## 2) 热功率平衡约束

$$P_t^{gb} + P_t^{gt,h} + P_t^{HFC,h} + P_t^{dis,h} = P_t^{ch,h} + P_{L,t}^h \quad (18)$$

式中:  $P_t^{ch,h}$  和  $P_t^{dis,h}$  分别为  $t$  时刻储热罐充热量及放热量;  $P_{L,t}^h$  为热负荷。

## 3) 天然气功率平衡约束

$$\begin{cases} P_t^{buy,g} + P_t^{mr,g} + P_t^{dis,g} = P_t^{gb,g} + P_t^{gt,g} + P_t^{ch,g}, \\ 0 \leq P_t^{buy,g} \leq P_t^{buy,g,max}. \end{cases} \quad (19)$$

式中:  $P_t^{ch,g}$  和  $P_t^{dis,g}$  分别为  $t$  时刻储气罐充气量及放气量;  $P_t^{buy,g,max}$  为购气量上限。

## 4) 氢能功率平衡约束

$$P_t^{el,H2} + P_t^{dis,H2} = P_t^{mr,H2} + P_t^{ch,H2} \quad (20)$$

式中,  $P_t^{ch,H2}$  和  $P_t^{dis,H2}$  分别为  $t$  时刻储氢罐充氢量及放氢量。

## 5) 耦合设备约束

$$\begin{cases} P_t^{gt,e} = P_t^{gt,g} \cdot \eta_e^{gt}, \\ P_t^{gt,h} = P_t^{gt,g} \cdot \eta_h^{gt}, \\ P_t^{gb} = P_t^{gb,g} \cdot \eta^{gb}, \end{cases} \quad (21)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{t,i} \leq P_{max,i}, \\ -\Delta R_{max,i} \leq P_{t,i} - P_{t-1,i} \leq \Delta R_{max,i}. \end{cases} \quad (22)$$

式中:  $\eta_e^{gt}$  和  $\eta_h^{gt}$  分别为燃气轮机发电及产热效率<sup>[23]</sup>;  $\eta^{gb}$  为燃气锅炉产热效率<sup>[24]</sup>;  $P_t^{gt,g}$ 、 $P_t^{gb,g}$  分别为燃气轮机、燃气锅炉的输入功率;  $P_{max,i}$  为第  $i$  种耦合设备产能上限;  $\Delta R_{max,i}$  为第  $i$  种耦合设备的爬坡功率限制。

## 6) 风电出力约束

$$0 \leq P_t^{wt} \leq P_t^{wind} \quad (23)$$

## 4.3 模型求解

本文所构建模型结构可以分为两个阶段: 第一阶段为用户响应阶段, 利用基于 Logistic 函数模糊需求响应的用户响应模型, 以负荷波动最小和用户购电最少为目标函数, 利用 NSGA-II 算法求解, 制定合理分时电价后对电负荷进行修正; 第二阶段为 IES 低碳调度阶段, 将考虑用户需求响应后的电负荷值传递给 IES 低碳调度模型, 该阶段模型属于混合整数线性模型, 可以在 MATLAB 中采用 Yalmip 调用 CPLEX 商业求解器进行建模求解。具体优化结构如图 3 所示。

## 5 算例分析

### 5.1 仿真参数

本文的负荷数据和风机出力预测<sup>[25]</sup> 如图 4 所示。算例中出力设备参数及储能设备参数分别如表 1

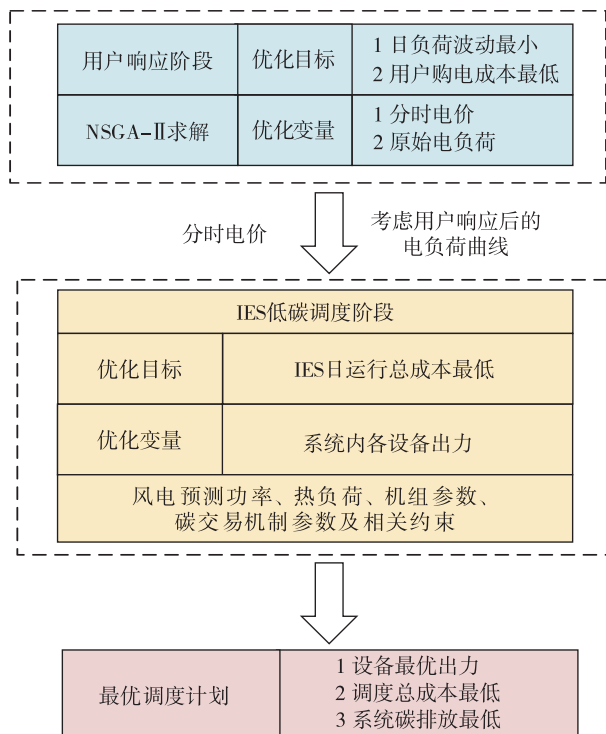


图 3 模型优化结构

Fig. 3 Structure of the optimized scheduling model

和表 2 所示。本文以 1 h 为单位时间, 系统调度周期为 24 h 进行分析。用户需求响应模型参数<sup>[15]</sup> 设置如下:  $a = 0.1, b = 0, c = 0.4, d = 0.1$ ; 电价差分界点  $a_{pv} = 0.1$  元/(kW·h),  $b_{pv} = 0.7$  元/(kW·h)。

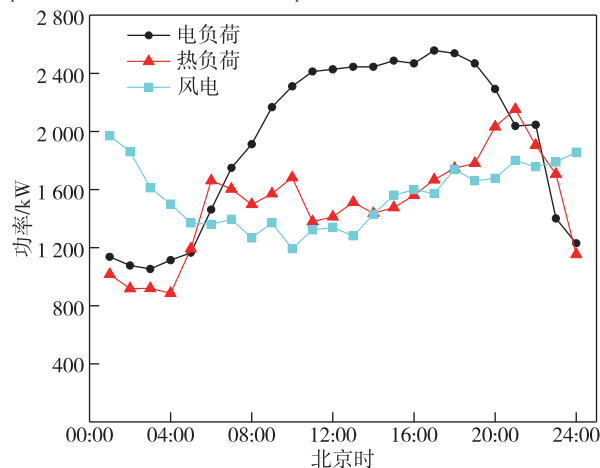


图 4 风电及负荷预测值

Fig. 4 Predicted values of wind power and loads

峰谷时段划分<sup>[21]</sup> 如下: 00:00—08:00 为谷时段; 08:00—12:00、18:00—21:00 为峰时段; 12:00—18:00、21:00—24:00 为平时段。采用分时电价前用户统一购电价为 0.6 元/(kW·h), IES 向上级购电

价格 0.4 元/(kW·h),天然气价格取 0.35 元/(kW·h),弃风成本取 0.2 元/(kW·h).燃煤机组的碳排放配额取 0.728 t/(MW·h),实际碳排放强度取 1.08 t/(MW·h)<sup>[27]</sup>.燃气机组的碳排放配额取 0.57 t/(MW·h),实际碳排放强度取 0.610 1 t/(MW·h)<sup>[16]</sup>,阶梯碳交易基价取 267 元/t,碳排放区间长度取 1 t,价格增长率取 25%.

表 1 设备参数

Table 1 Equipment parameters

名称	效率	最大功率/kW	爬坡功率/kW
GT	0.35(电)/0.45(热)	1 500	400
GB	0.90	1 800	500
EL	0.80	1 000	200
MR	0.60	500	100
HFC	0.95	500	100

表 2 储能设备参数

Table 2 Parameters of energy storage equipment

名称	充放效率	最小容量/kW	最大容量/kW	最大充放功率/kW
蓄电池	0.95	100	1 000	500
储热罐	0.95	100	1 000	500
储气罐	0.95	100	1 000	500
储氢罐	0.95	100	1 000	500

5.2 用户需求响应优化结果分析

5.2.1 用户层优化结果

用户需求响应包含电负荷波动最小和用户购电最少两个目标函数,本文采用 NSGA-II 算法求解.求解后的用户需求响应 Pareto 最优前沿解集如图 5 所示,选取中间位置为最优解<sup>[27]</sup>.为验证本文所提需求响应机制以及分时电价的有效性,分别设置 3 个情景来进行对比分析.情景 1:不使用分时电价;情景 2:使用传统分时电价,电价数据参考文献[15];情景 3:使用本文所提分时电价.图 6 为本文求解后的分时电价以及用户需求响应优化前后的负荷曲线.用户需求响应优化结果如表 3 所示.

表 3 用户响应层优化结果对比

Table 3 Comparison of user response layer optimization results

情景	负荷波动/ kW	平均电价/ (元/(kW·h))	用户购电/元
1	556.1	0.600	27 838
2	439.0	0.578	27 253
3	367.9	0.565	26 578

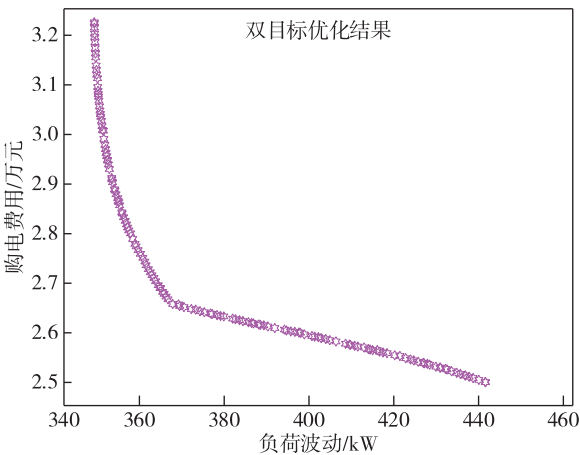


图 5 用户需求响应 Pareto 前沿图

Fig. 5 Pareto front map of user demand response optimization

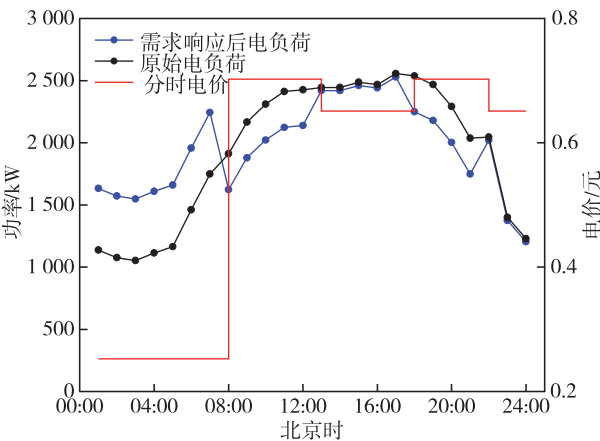


图 6 分时电价和用户响应前后的负荷曲线

Fig. 6 Curves of time-of-use electricity price and load before and after demand response optimization

由图 6 可知:由于 00:00—08:00 夜间电负荷需求较少,此时电价最低;而 08:00—12:00 和 18:00—21:00 两个时间段正处于用电高峰期,此时电价最高.因此情景 3 考虑用户需求响应后,处于峰时段的电负荷减少,处于谷时段的电负荷提高,而处于平时段的电负荷变化趋势较小.电负荷在密切跟随价格信号的同时能够降低负荷的峰谷差,不仅有利于负荷发生转移,也有利于谷、平时段的风电消纳,由此说明考虑用户需求响应后有利于负荷实现削峰填谷和降低负荷峰谷差.

由表 3 可知:情景 2 在实施传统分时电价后,用户根据电价合理安排负荷转移,电负荷波动相对于情景 1 降低了 21%,平均电价降低了 3.7%,用户购电成本下降了 2.1%;情景 3 在情景 2 的基础上电负荷波动再次降低了 16.2%,对电负荷稳定起到更加

明显的作用,平均电价和购电成本分别下降了 2.2% 和 2.5%,用户侧的经济效益获得进一步提升.可以看出,考虑用户需求响应后,无论从负荷波动角度还是用户角度,双方利益都得到一定的提升.

### 5.2.2 用户需求响应对 IES 调度影响

为验证所考虑的用户需求响应模型对 IES 低碳优化的有效性,本文设置场景 1 与场景 2 进行对比分析.对比结果如表 4 所示.

①场景 1:考虑氢能利用系统和阶梯式碳交易机制,不考虑用户需求响应.

②场景 2:考虑氢能利用系统和阶梯式碳交易机制,考虑用户需求响应(本文场景).

由表 4 可知,考虑用户需求响应后 IES 运行总成本和系统碳排放分别下降了 4.3% 和 4.8%.这是因为场景 2 中用户根据分时电价合理调整自身用能策略,从而降低 IES 供能高峰时期的压力和向上级购电量,同时由于供能设备和购电量的降低,IES 的碳排放量得到进一步降低.而场景 1 中未考虑需求响应,负荷分布不均衡,所以总成本和碳排放量都比较高.因此,考虑用户需求响应后,在提升用户利益的同时,对于 IES 不仅能提高经济效益,还能加强环境方面的效益,进一步促进低碳发展.

场景 2 在考虑用户需求响应后,弃风成本为 0,实现 100%消纳风电.这是因为在实施分时电价后,用户主动将峰时段和平时段的负荷转移到夜间风电高发的谷时段,更多的风电参与供能,从而实现风电的高水平消纳.而场景 1 中夜间电负荷过低,尽管风电可以通过电解槽转换成氢能,但仍有一部分风电无法被消纳,从而造成一定的弃风成本.因此,考虑用户需求响应后,能够进一步提升 IES 的风电消纳能力,避免了可再生能源的浪费.

## 5.3 氢能利用对 IES 优化调度的影响

### 1) 优化调度结果分析

为了充分体现氢能利用系统对于 IES 优化调度的优势,本文设置两个场景与场景 2 进行对比分析.不同场景下的调度结果如表 5 所示.

①场景 3:考虑阶梯式碳交易机制和用户需求响应,但只考虑传统热电联产.

②场景 4:在场景 3 的基础上增设传统 P2G 设备.

由表 5 可知,场景 2 下 IES 的总成本和碳排放量相比于场景 3 分别降低了 4.2% 和 3.3%,相比于场景 4 分别下降了 2.8% 和 2.2%.其中:由于场景 3 下供能主要由燃气机组提供,因此购气费用相对提高,购电费用略微降低,但存在严重的弃风现象;场景 4 中由于添加了 P2G 设备,因此能够将富裕的风电转换成天然气,有效地增加了风电的消纳量;而场景 2 中采用氢能利用系统后可以将风电转换成氢能,直接利用 HFC 进行热电生产,在减少 IES 碳排放的同时,也能减少 IES 的运行成本,具有显著的优势.

### 2) 电力、热能优化结果分析

本文以场景 2 和场景 4 中的电、热能调度结果进行对比,具体分析考虑氢能利用的优势所在.调度结果如图 7 和图 8 所示.

由图 7 可知,对于场景 4,在考虑 P2G 设备后,进一步增强了 IES 电-热-气之间的耦合度,P2G 可以将富裕的电能转换成天然气,再经由燃气机组进行电、热能的供应,可以有效加强系统的风电消纳能力.而场景 2 中将风电通过电解槽制取氢能,制取的氢能一部分通过高效的燃料电池进行热电生产,剩余部分可以转换为天然气或利用储氢罐储存.相比

表 4 是否考虑用户需求响应的对比结果

Table 4 Comparison of IES scheduling with or without considering demand response

场景	购电成本/元	购气成本/元	运维成本/元	碳排放成本/元	弃风成本/元	碳排放/kg	总成本/元
1	1 925.9	19 491.5	1 490.7	1 583.2	87.2	35 391.0	24 578.5
2	1 374.5	19 657.0	1 400.1	1 078.8	0	33 701.7	23 510.4

表 5 不同场景下的调度结果

Table 5 Scheduling results under different scenarios

场景	购电成本/元	购气成本/元	运维成本/元	碳排放成本/元	弃风成本/元	碳排放/kg	总成本/元
2	1 374.5	19 657.0	1 400.1	1 078.8	0	33 701.7	23 510.4
3	1 325.4	20 183.5	1 421.3	1 398.1	223.2	34 853.7	24 551.5
4	1 471.1	19 892.6	1 409.2	1 292.2	127.1	34 451.4	24 192.2

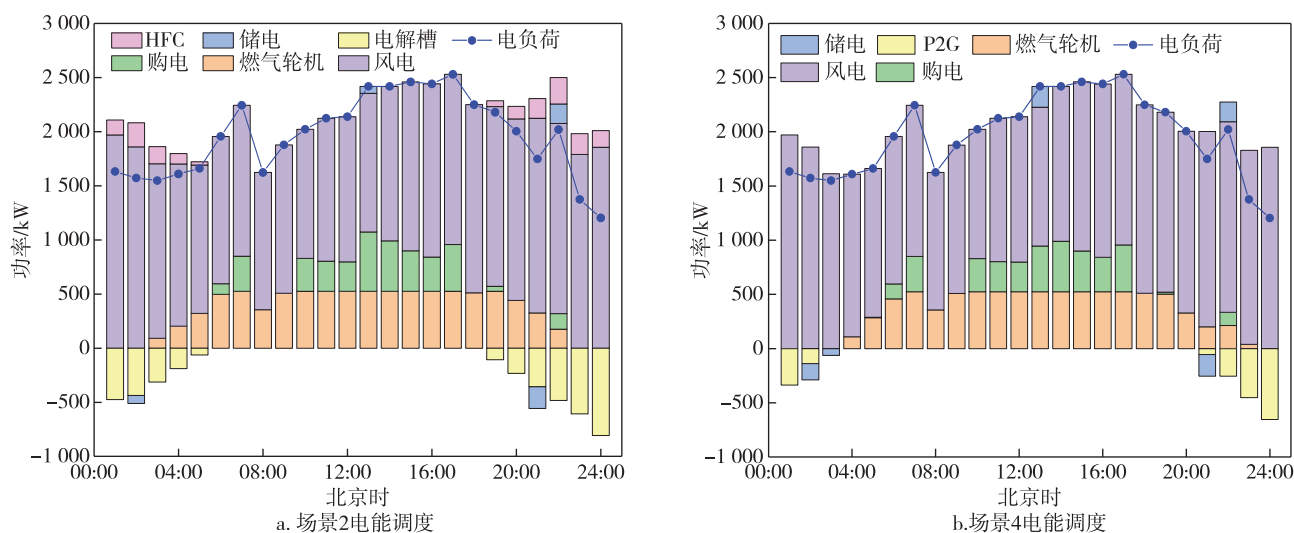


图7 不同场景下的电能调度结果

Fig. 7 Electricity dispatch results under different scenarios

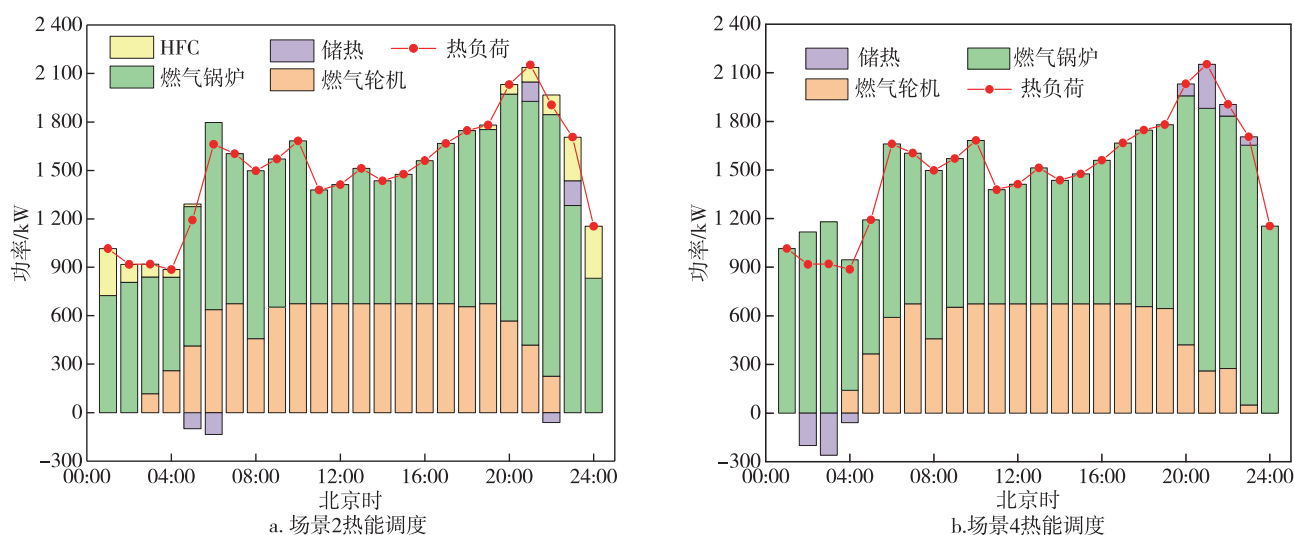


图8 不同场景下的热能调度结果

Fig. 8 Heat dispatch results under different scenarios

于将氢能再转换为天然气后再供应燃气机组生产,氢能通过燃料电池直接供应电、热能不仅减少了一次能源梯级损耗,而且不产生碳排放,因此 IES 会优先考虑氢能来提高能源利用效率。

从图 8 可知,由于夜间电负荷需求较少,热负荷需求较高,两个场景中 00:00—08:00 的热负荷主要由高效率的燃气锅炉来承担,当处于白天时,燃气轮机在进行供电工作时会产生大量的热量,因此在这个时间段的热负荷会由燃气轮机承担一部分,其余由燃气锅炉补足。场景 2 中由于燃料电池的加入可以承担部分热负荷,协助降低碳排放。同时,燃料电池在夜间选择以“高热低电”的供能方式进行工作,

优先进行供热,而在用电高峰期选择“高电低热”的方式进行优先供电,通过灵活选择供能方式来实现能源的高效利用。

基于上述分析,场景 2 下通过氢能利用系统不仅实现 100% 风电消纳,且能够进一步降低系统的成本和碳排放,具有较高的经济性和低碳性。

#### 5.4 碳交易机制分析

为进一步探讨阶梯式碳交易机制中不同参数的设置对 IES 的影响,本文将从不同碳交易基价、碳排放区间长度和价格增长率来讨论其对系统总成本和碳排放的影响。图 9 为不同的碳交易参数对 IES 的影响。



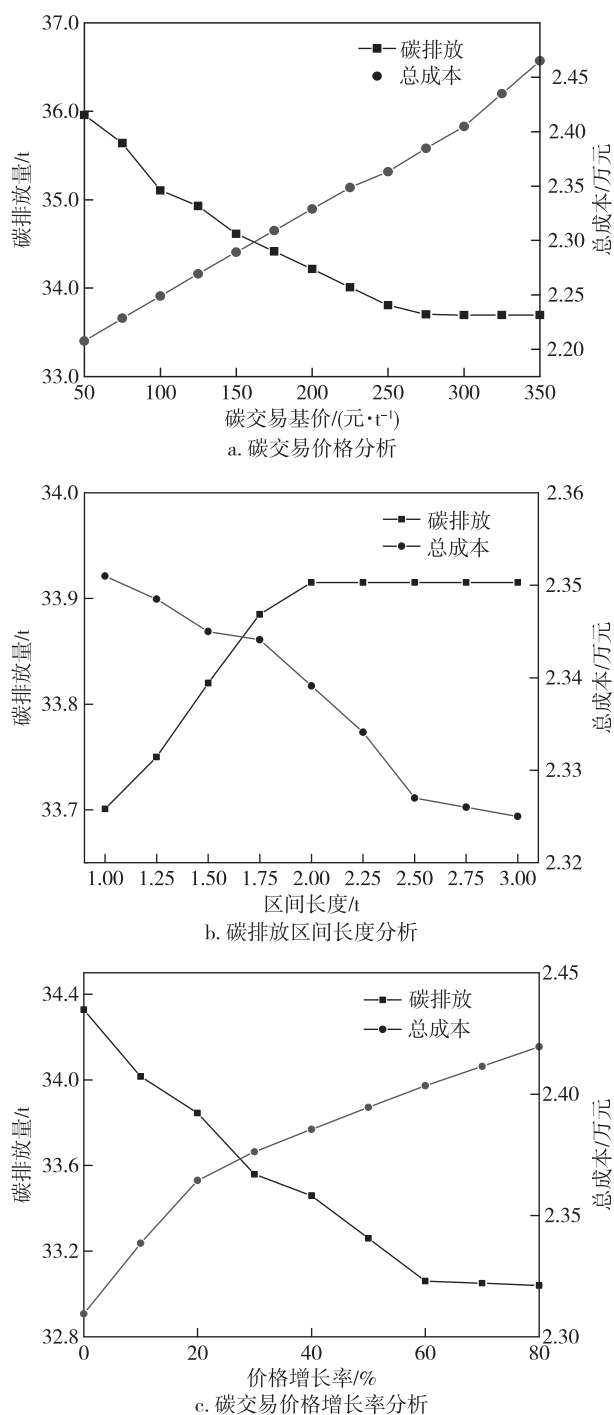


图9 不同的碳交易参数对 IES 的影响

Fig. 9 Effects of carbon trading parameters on IES

由图 9a 可知:当碳交易基价小于 250 元/t 时,随着碳价的增加,IES 为了减少碳交易成本,系统选择逐渐减少碳排放;而当碳价超过 250 元/t 时,IES 内部各设备出力趋于稳定,碳排放量也逐渐趋于稳定,此时碳排放受碳价的影响逐渐变小.从整体来看,随着碳价的上升,碳排放逐渐减少并趋于稳定,总成本则因碳交易成本的增加而稳步上升.

由图 9b 可知:当区间长度在 1~2 t 时,由于此时区间较短,导致了阶梯区间价格增长较快,碳交易成本较高,因此对于碳排放的约束更强;而当区间长度大于 2 t 时,碳排放量可以在低价区间进行交易,此时对于碳排放的约束较小,因此碳排放逐渐趋于稳定,而随着区间长度的增加,总成本也逐渐减少.

由图 9c 可知:当价格增长率小于 50% 时,碳排放量处于较高的水平,同时随着价格增长率的增加,区间碳价增加,碳交易成本也逐渐增加,为了减少碳交易成本,系统选择减少碳排放来避免总成本的增加;而当价格增长率大于 50% 时,此时碳排放逐渐趋于稳定,随着价格增长率的增加,碳交易成本逐渐增大,总成本也随之变大.

综上所述,为了达到更好的碳减排效果,当碳价位于 275 元/t 左右时,系统碳排放达到最低;当区间长度小于 2 t 时,对碳排放的抑制能够起到良好的作用;当价格增长率小于 30% 时,能够同时保证系统的经济性与低碳性.因此,对于阶梯式碳交易机制,合理设置碳交易各项参数能够较好地引导 IES 的碳减排工作.

## 6 结论

本文提出的考虑氢能利用和用户需求响应的 IES 低碳优化调度模型,通过设置不同场景下的对比分析,研究其对促进 IES 低碳调度的重要意义.得到以下结论:

1) 所考虑的氢能利用系统能够充分优化 IES 调度的各个环节,不仅大幅提高系统的风电消纳能力,还有效促进系统能源利用效率的提升;同时充分发挥了氢能的低碳清洁特性,相较于未考虑氢能利用的场景 3, IES 运行总成本和碳排放分别降低了 4.2% 和 3.3%,具有较高的经济和环境效益.

2) 本文所提基于 Logistic 函数的电负荷用户需求响应模型充分反映了用户在面对分时电价时的实际响应,不仅能够引导用户进行负荷转移,有效减少负荷峰谷差,还能够协调用户与电负荷波动之间的平衡,使得电负荷波动降低了 33.8%,用户购电成本降低 4.5%,达到双赢的效果;同时,相较于未考虑用户需求响应的 IES 优化场景,用户参与负荷调节后, IES 不仅实现了风电 100% 消纳,还进一步协助系统降低碳排放.

3) 通过引入阶梯式碳交易机制,在保证系统经济效益的同时提高环境效益;通过分析不同碳交易参数

对 IES 的影响可知,当碳交易基价在 275 元/t 左右,碳排放在 1~2 t,碳交易价格增长率在 30%左右,此时碳交易机制对 IES 碳减排具有较好的引导作用。

## 参考文献

### References

- [ 1 ] 张淑婷,陆海,林小杰,等.考虑储能的工业园区综合能源系统日前优化调度[J].高电压技术,2021,47(1):93-103  
ZHANG Shuting, LU Hai, LIN Xiaojie, et al. Operation scheduling optimization of integrated-energy system in industrial park in consideration of energy storage[J]. High-Voltage Engineering, 2021, 47(1): 93-103
- [ 2 ] 朱兰,王吉,唐陇军,等.计及电转气精细化模型的综合能源系统鲁棒随机优化调度[J].电网技术,2019,43(1):116-126  
ZHU Lan, WANG Ji, TANG Longjun, et al. Robust stochastic optimal dispatching of integrated energy systems considering refined power-to-gas model[J]. Power System Technology, 2019, 43(1): 116-126
- [ 3 ] 秦婷,刘怀东,王锦桥,等.基于碳交易的电-热-气综合能源系统低碳经济调度[J].电力系统自动化,2018,42(14):8-13,22  
QIN Ting, LIU Huaidong, WANG Jinqiao, et al. Carbon trading based low-carbon economic dispatch for integrated electricity-heat-gas energy system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(14): 8-13, 22
- [ 4 ] 崔杨,谷春池,付小标,等.考虑广义电热需求响应的含碳捕集电厂综合能源系统低碳经济调度[J].中国电机工程学报,2022,42(23):8431-8446  
CUI Yang, GU Chunchi, FU Xiaobiao, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system with carbon capture power plants considering generalized electric heating demand response[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(23): 8431-8446
- [ 5 ] 张儒峰,姜涛,李国庆,等.考虑电转气消纳风电的电-气综合能源系统双层优化调度[J].中国电机工程学报,2018,38(19):5668-5678,5924  
ZHANG Rufeng, JIANG Tao, LI Guoqing, et al. Bi-level optimization dispatch of integrated electricity-natural gas systems considering P2G for wind power accommodation[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(19): 5668-5678, 5924
- [ 6 ] 陈锦鹏,胡志坚,陈颖光,等.考虑阶梯式碳交易机制与电制氢的综合能源系统热电优化[J].电力自动化设备,2021,41(9):48-55  
CHEN Jinpeng, HU Zhijian, CHEN Yingguang, et al. Thermoelectric optimization of integrated energy system considering ladder-type carbon trading mechanism and electric hydrogen production[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 48-55
- [ 7 ] 陈登勇,刘方,刘帅.基于阶梯碳交易的含 P2G-CCS 耦合和燃气掺氢的虚拟电厂优化调度[J].电网技术,2022,46(6):2042-2054  
CHEN Dengyong, LIU Fang, LIU Shuai. Optimization of virtual power plant scheduling coupling with P2G-CCS and doped with gas hydrogen based on stepped carbon trading[J]. Power System Technology, 2022, 46(6): 2042-2054
- [ 8 ] 滕云,王泽镒,金红洋,等.用于电网调节能力提升的电热氢多源协调储能系统模型[J].中国电机工程学报,2019,39(24):7209-7217,7494  
TENG Yun, WANG Zedi, JIN Hongyang, et al. A model and coordinated optimization for the multi-energy storage system of electricity heat hydrogen to regulation enhancement of power grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(24): 7209-7217, 7494
- [ 9 ] 赵北涛,刘光宇,韩东升.考虑氢能耦合及阶梯碳交易的综合能源系统多时间尺度低碳优化调度[J].电力科学与技术学报,2023,38(3):35-46  
ZHAO Beitao, LIU Guangyu, HAN Dongsheng. Multi-time-scale low-carbon optimal scheduling of integrated energy system considering hydrogen energy coupling and ladder carbon trading[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(3): 35-46
- [ 10 ] 邓婷婷,娄素华,田旭,等.计及需求响应与火电深度调峰的含风电系统优化调度[J].电力系统自动化,2019,43(15):34-41  
DENG Tingting, LOU Suhua, TIAN Xu, et al. Optimal dispatch of power system integrated with wind power considering demand response and deep peak regulation of thermal power units[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(15): 34-41
- [ 11 ] 肖白,刘健康,张博,等.考虑阶梯碳交易和需求响应的含氢储能的并网型微电网优化配置[J].电力自动化设备,2023,43(1):121-129  
XIAO Bai, LIU Jiankang, ZHANG Bo, et al. Optimal configuration of grid-connected microgrid with hydrogen energy storage considering ladder-type carbon trading and demand response[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(1): 121-129
- [ 12 ] 李天格,胡志坚,陈志,等.计及电-气-热-氢需求响应的综合能源系统多时间尺度低碳运行优化策略[J].电力自动化设备,2023,43(1):16-24  
LI Tiange, HU Zhijian, CHEN Zhi, et al. Multi-time scale low-carbon operation optimization strategy of integrated energy system considering electricity-gas-heat-hydrogen demand response[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(1): 16-24
- [ 13 ] 高玉,王琦,陈严,等.考虑需求响应和能量梯级利用的含氢综合能源系统优化调度[J].电力系统自动化,2023,47(4):51-59  
GAO Yu, WANG Qi, CHEN Yan, et al. Optimal dispatch of integrated energy system with hydrogen considering demand response and cascade energy utilization[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(4): 51-59
- [ 14 ] Wang S X, Wang S M, Zhao Q Y, et al. Optimal dispatch of integrated energy station considering carbon capture and hydrogen demand[J]. Energy, 2023, 269: 126981
- [ 15 ] 张智晟,于道林.考虑需求响应综合影响因素的 RBF-NN 短期负荷预测模型[J].中国电机工程学报,2018,38(6):1631-1638,1899  
ZHANG Zhisheng, YU Daolin. RBF-NN based short-term load forecasting model considering comprehensive factors

- affecting demand response[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(6): 1631-1638, 1899
- [16] 魏震波, 马新如, 郭毅, 等. 碳交易机制下考虑需求响应的综合能源系统优化运行[J]. 电力建设, 2022, 43(1): 1-9  
WEI Zhenbo, MA Xinru, GUO Yi, et al. Optimized operation of integrated energy system considering demand response under carbon trading mechanism[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(1): 1-9
- [17] 崔杨, 周慧娟, 仲悟之, 等. 考虑源荷两侧不确定性的含风电电力系统低碳调度[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(11): 85-93  
CUI Yang, ZHOU Huijuan, ZHONG Wuzhi, et al. Low-carbon scheduling of power system with wind power considering uncertainty of both source and load sides[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(11): 85-93
- [18] 魏震波, 魏平桢, 郭毅, 等. 考虑需求侧管理和碳交易的电-气互联网络分散式低碳经济调度[J]. 高电压技术, 2021, 47(1): 33-47.  
WEI Zhenbo, WEI Ping'an, GUO Yi, et al. Decentralized low-carbon economic dispatch of electricity-gas network in consideration of demand-side management and carbon trading[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(1): 33-47
- [19] 随权, 马啸, 魏繁荣, 等. 计及燃料电池热-电综合利用的能源网日前调度优化策略[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(6): 1603-1613, 1857  
SUI Quan, MA Xiao, WEI Fanrong, et al. Day-ahead dispatching optimization strategy for energy network considering fuel cell thermal-electric comprehensive utilization[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(6): 1603-1613, 1857
- [20] Wang R T, Yang L, Wang X Y, et al. Low carbon optimal operation of integrated energy system based on concentrating solar power plant and power to hydrogen[J]. Alexandria Engineering Journal, 2023, 71: 39-50
- [21] 杨世博, 孙亮, 陈立东, 等. 计及分时电价的含冷热电联供型微网的配电网系统协调优化调度[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(4): 15-23  
YANG Shibo, SUN Liang, CHEN Lidong, et al. Coordinated optimal scheduling of distribution network with CCHP-based microgrid considering time-of-use electricity price[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(4): 15-23
- [22] 陈锦鹏, 胡志坚, 陈嘉滨, 等. 考虑阶梯式碳交易与供需灵活双响应的综合能源系统优化调度[J]. 高电压技术, 2021, 47(9): 3094-3106  
CHEN Jinpeng, HU Zhijian, CHEN Jiabin, et al. Optimal dispatch of integrated energy system considering ladder-type carbon trading and flexible double response of supply and demand[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(9): 3094-3106
- [23] 门家凯, 邱建龙, 陈向勇. 基于先进绝热压缩空气储能区域综合能源系统优化策略[J]. 南京信息工程大学学报(自然科学版), 2022, 14(3): 361-367  
MEN Jiakai, QIU Jianlong, CHEN Xiangyong. Integrated energy optimization strategy based on advanced adiabatic compressed air energy storage[J]. Journal of Nanjing University of Information Science & Technology (Natural Science Edition), 2022, 14(3): 361-367
- [24] 侯健敏, 丁苏云, 余威杰, 等. 包含多投资主体的综合能源系统容量配置[J]. 南京信息工程大学学报(自然科学版), 2023, 15(6): 703-711  
HOU Jianmin, DING Suyun, YU Weijie, et al. Capacity allocation of integrated energy system involving multiple investors[J]. Journal of Nanjing University of Information Science & Technology (Natural Science Edition), 2023, 15(6): 703-711
- [25] 侯健敏, 路新梅, 周颖, 等. 考虑柔性电负荷和热负荷的综合能源系统容量优化配置[J]. 现代电力, 2021, 38(4): 412-426  
HOU Jianmin, LU Xinmei, ZHOU Ying, et al. Optimal configuration of integrated energy system capacity considering flexible electrical load and thermal load[J]. Modern Electric Power, 2021, 38(4): 412-426
- [26] 瞿凯平, 黄琳妮, 余涛, 等. 碳交易机制下多区域综合能源系统的分散调度[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(3): 697-707  
QU Kaiping, HUANG Linni, YU Tao, et al. Decentralized dispatch of multi-area integrated energy systems with carbon trading[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(3): 697-707
- [27] 何晓洋, 刘森, 李健, 等. 基于需求侧响应的区域综合能源系统的低碳经济调度[J]. 高电压技术, 2023, 49(3): 1140-1149  
HE Xiaoyang, LIU Miao, LI Jian, et al. Low-carbon economic dispatch of regional integrated energy system based on demand side response[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(3): 1140-1149

## Low-carbon optimal scheduling of integrated energy system considering hydrogen use and demand response

HOU Jianmin<sup>1,2</sup> LI Zhi<sup>1</sup> MENG Ying<sup>1</sup> CAI Jun<sup>3</sup> YU Weijie<sup>1</sup> XU Zhihao<sup>1</sup>

1 School of Automation, Nanjing University of Information Science & Technology, Nanjing 210044, China

2 Collaborative Innovation Center of Atmospheric Environment and Equipment Technology, Nanjing University of Information Science & Technology, Nanjing 210044, China

3 Jiangsu Engineering Research Center on Meteorological Energy Using and Control,

Nanjing University of Information Science &amp; Technology, Nanjing 210044, China

**Abstract** Integrated Energy System (IES) is of great significance to improve energy efficiency and reduce carbon emissions. Here, a low-carbon optimal scheduling approach is proposed for IES, which considers hydrogen energy utilization and demand response. On the source side, an IES model centering on hydrogen energy utilization is built to optimize the equipment operation flexibility. While on the load side, a demand response model based on Logistic function is built to optimize the load curves thus assist in carbon reduction, which takes into account of the users' energy consumption characteristics. In addition, a tiered carbon trading mechanism is introduced into the optimization model to further explore the carbon reduction potential. Finally, the IES is optimized and scheduled to minimize its total daily operating cost, considering the system's expenditure on energy purchase, operation and maintenance, carbon trading and wind abandonment. Case study shows that the proposed scheduling approach not only achieves peak shaving and valley filling, but also reduces the total operating cost and carbon emission of IES, which verifies its low-carbon and economical characteristics.

**Key words** integrated energy system (IES); hydrogen energy; demand response (DR); carbon trading mechanism; low-carbon scheduling

## 附录 A: 氢能利用系统建模

### 1) 电解槽模型

$$\begin{cases} P_t^{\text{el}, \text{H2}} = P_t^{\text{el}} \eta_{\text{el}}, \\ P_t^{\text{el}, \text{min}} \leq P_t^{\text{el}} \leq P_t^{\text{el}, \text{max}}. \end{cases} \quad (\text{A1})$$

式中:  $P_t^{\text{el}, \text{H2}}$  为电解槽的氢能输出功率;  $P_t^{\text{el}}$  为电解槽的输入功率;  $\eta_{\text{el}}$  为电解槽的能量转换效率;  $P_t^{\text{el}, \text{max}}$ 、 $P_t^{\text{el}, \text{min}}$  分别为输入功率的上下限。

### 2) 甲烷反应器模型

$$\begin{cases} P_t^{\text{mr}, \text{g}} = \frac{P_t^{\text{mr}, \text{H2}} \eta_{\text{mr}} \chi_{\text{ch4}} \mu_{\text{mol}}}{m_{\text{ch4}}}, \\ P_t^{\text{mr}, \text{H2}, \text{min}} \leq P_t^{\text{mr}, \text{H2}} \leq P_t^{\text{mr}, \text{H2}, \text{max}}. \end{cases} \quad (\text{A2})$$

式中:  $P_t^{\text{mr}, \text{g}}$  为天然气输出功率;  $P_t^{\text{mr}, \text{H2}}$  为甲烷反应器的输入功率;  $\eta_{\text{mr}}$  为甲烷反应器的能量转换效率;  $\chi_{\text{ch4}}$  表示天然气的低位热值;  $\mu_{\text{mol}}$  表示氢气转甲烷的摩尔系数;  $m_{\text{ch4}}$  表示单位体积的甲烷质量;  $P_t^{\text{mr}, \text{H2}, \text{max}}$ 、 $P_t^{\text{mr}, \text{H2}, \text{min}}$  分别为输入功率的上下限。

### 3) 氢燃料电池模型

一般情况下将 HFC 默认为固定的电热效率, 但 HFC 通过热电联产能够最大限度地发挥其电热特性, 可近似将电热转化效率之和视作一个常数<sup>[19]</sup>. 通过引入可变热电比, 使得 HFC 可以根据实际情况调整电、热效率, 例如在白天用电高峰期, HFC 将以类似于“以电定热”的模式运行, 优先提高电效率来产出电能, 夜间则相反. 因此本文构建的燃料电池模型为

$$\begin{cases} P_t^{\text{HFC}} = P_t^{\text{HFC}, \text{e}} + P_t^{\text{HFC}, \text{h}}, \\ P_t^{\text{HFC}, \text{e}} = P_t^{\text{dis}, \text{H2}} \eta_{\text{HFC}, \text{e}}, \\ P_t^{\text{HFC}, \text{h}} = P_t^{\text{dis}, \text{H2}} \eta_{\text{HFC}, \text{h}}. \end{cases} \quad (\text{A3a})$$

$$\begin{cases} \kappa_{\text{HFC}, \text{min}} \leq \eta_{\text{HFC}, \text{h}} / \eta_{\text{HFC}, \text{e}} \leq \kappa_{\text{HFC}, \text{max}}, \\ \eta_{\text{HFC}, \text{e}, \text{min}} \leq \eta_{\text{HFC}, \text{e}} \leq \eta_{\text{HFC}, \text{e}, \text{max}}, \\ \eta_{\text{HFC}, \text{h}, \text{min}} \leq \eta_{\text{HFC}, \text{h}} \leq \eta_{\text{HFC}, \text{h}, \text{max}}. \end{cases} \quad (\text{A3b})$$

式中:  $P_t^{\text{HFC}}$  为 HFC 的输出总功率;  $P_t^{\text{HFC}, \text{e}}$ 、 $P_t^{\text{HFC}, \text{h}}$  分别为输出的电、热功率;  $P_t^{\text{dis}, \text{H2}}$  为 HFC 输入功率, 即储氢罐的输出功率;  $\kappa_{\text{HFC}, \text{max}}$ 、 $\kappa_{\text{HFC}, \text{min}}$  分别为燃料电池的热电比上下限;  $\eta_{\text{HFC}, \text{e}}$ 、 $\eta_{\text{HFC}, \text{h}}$ 、 $\eta_{\text{HFC}, \text{max}}$  分别为电、热转换效率以及电热总效率最大值;  $\eta_{\text{HFC}, \text{e}, \text{max}}$ 、 $\eta_{\text{HFC}, \text{e}, \text{min}}$  分别为电效率的上下限;  $\eta_{\text{HFC}, \text{h}, \text{max}}$ 、 $\eta_{\text{HFC}, \text{h}, \text{min}}$  分别为热效率的上下限。

### 4) 储氢设备模型

文献[6]认为, 电、热、气、氢等储能设备模型相似, 因此本文以储氢为例进行统一建模:

$$\begin{cases} E_{t, \text{H2}} = E_{t-1, \text{H2}} + \eta_{\text{ch}, \text{H2}} P_t^{\text{ch}, \text{H2}} - \frac{1}{\eta_{\text{dis}, \text{H2}}} P_t^{\text{dis}, \text{H2}}, \\ 0 \leq P_t^{\text{ch}, \text{H2}} \leq I_{t, \text{H2}}^{\text{ch}} P_{\text{max}}^{\text{ch}, \text{H2}}, \\ 0 \leq P_t^{\text{dis}, \text{H2}} \leq I_{t, \text{H2}}^{\text{dis}} P_{\text{max}}^{\text{dis}, \text{H2}}, \\ I_{t, \text{H2}}^{\text{ch}} + I_{t, \text{H2}}^{\text{dis}} \leq 1, \\ E_{\text{min}, \text{H2}} \leq E_{t, \text{H2}} \leq E_{\text{max}, \text{H2}}, \\ \sum_{t=1}^T \eta_{\text{ch}, \text{H2}} P_t^{\text{ch}, \text{H2}} \Delta t - \sum_{t=1}^T \frac{1}{\eta_{\text{dis}, \text{H2}}} P_t^{\text{dis}, \text{H2}} \Delta t = 0. \end{cases} \quad (\text{A4})$$

式中:  $E_{t, \text{H2}}$  为储氢罐在  $t$  时刻的储能容量;  $P_{\text{max}}^{\text{ch}, \text{H2}}$  和  $P_{\text{max}}^{\text{dis}, \text{H2}}$  分别为储氢罐的额定充、放功率;  $I_{t, \text{H2}}^{\text{ch}}$  为储氢罐  $t$  时刻充能标志位 0 ~ 1 变量;  $I_{t, \text{H2}}^{\text{dis}}$  为储氢罐  $t$  时刻放能标志位 0 ~ 1 变量;  $E_{\text{min}, \text{H2}}$  和  $E_{\text{max}, \text{H2}}$  分别为储氢罐最小储能量及最大储能量;  $\eta_{\text{ch}, \text{H2}}$  和  $\eta_{\text{dis}, \text{H2}}$  分别为储氢罐的充、放效率。