引用格式：金鑫，李超，潘廷哲，等.基于改进碳交易机制的综合能源系统低碳需求响应优化方法[J].电力科学与技术学报,2025,40(6):221-232.
Citation：JIN Xin, LI Chao, PAN Tingzhe, et al. Low-carbon demand response optimization method for integrated energy system based on improved carbon trading mechanism[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2025,40(6):221-232.

基于改进碳交易机制的综合能源系统低碳需求响应优化方法

金　鑫[1,2]，李　超[1,3]，潘廷哲[1,2]，周　巍[1,3]，刘佳乐[1,4]，蔡新雷[1,3]
（1.南方电网科学研究院有限责任公司，广东 广州 510530；2.广东省电网智能量测与先进计量企业重点实验室，广东 广州 510530；
3.广东电网有限责任公司电力调度控制中心，广东 广州 510000；4.中国南方电网电力调度控制中心，广东 广州 510641）

摘　要：针对电力客户缺乏碳减排积极性及现有能源消费模式粗放导致用户侧减碳潜力无法充分释放、能源利用率低的问题，提出引入碳交易机制的综合能源系统经济优化方法。首先，提出阶梯式正负碳交易机制，通过经济盈亏引导用户主动进行降碳行为；然后，对电转气装置进行两阶段优化，再采用可调热电比的热电联产装置，构建基于电-氢互动的综合能源系统模型，提高综合能源系统能源利用率；最后，结合电价型需求响应，提出基于改进碳交易机制的综合能源系统低碳需求响应优化方法，进一步降低碳排放与经济成本。多个实验场景对比结果表明，所提方法与阶梯式碳交易机制相比可使系统碳排放降低3.97%，结合需求响应后可进一步降低1.58%的碳排放与0.11%的经济成本。

关　键　词：碳交易；综合能源系统；电转气；低碳经济调度；需求响应
DOI：10.19781/j.issn.1673-9140.2025.06.022　　**中图分类号**：TM73　　**文章编号**：1673-9140(2025)06-0221-12

Low-carbon demand response optimization method for integrated energy system based on improved carbon trading mechanism

JIN Xin[1,2], LI Chao[1,3], PAN Tingzhe[1,2], ZHOU Wei[1,3], LIU Jiale[1,4], CAI Xinlei[1,3]
(1. Electric Power Research Institute, China Southern Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510530, China; 2. Guangdong Provincial Key Laboratory of Intelligent Measurement and Advanced Metering of Power Grid, Guangzhou 510530, China; 3. The Electric Power Dispatching & Control Center, Guangdong Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510000, China; 4. The Electric Power Dispatching & Control Center, China Southern Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510641, China)

Abstract: To address the problems that power customers lack motivation for carbon reduction and that the extensive existing energy consumption patterns prevent the full exploitation of carbon reduction potential on the user side and result in low energy utilization efficiency, an economic optimization method for integrated energy systems is proposed by incorporating a carbon trading mechanism. First, a stepped positive-negative carbon trading mechanism is introduced to guide users to reduce carbon emissions through financial profit and loss. A two-stage optimization is then applied to the power-to-gas device, and combined heat and power with an adjustable heat-to-power ratio is adopted to develop an integrated energy system model based on electricity-hydrogen interaction, thereby improving the energy utilization efficiency of the integrated energy system. Finally, by considering a demand response based on electricity price, a low-carbon demand response optimization method for an integrated energy system based on an improved carbon trading mechanism is proposed to further reduce carbon emissions and economic costs. The comparison results of multiple experimental scenarios show that the proposed method reduces the carbon emissions of the system by 3.97% compared to the stepped carbon trading mechanism, with an additional 1.58% reduction in carbon emissions and a 0.11% reduction in economic costs when combined with demand response.

Key words: carbon trading; integrated energy system; power to gas; low-carbon economic dispatch; demand response

收稿日期：2024-07-12；**修回日期**：2025-06-04
基金项目：南方电网公司科技项目(036000KK52222004；GDKJXM20222117)
通信作者：潘廷哲(1994—)，男，硕士，研究员，主要从事智能用电与电力需求侧管理方面的研究；E-mail：18900220639@163.com。

在全球经济高速发展的背景下，气候与环境问题日益凸显，二氧化碳排放量持续增长[1-2]。综合能源系统（integrated energy system，IES）通过多能互补与整体调度[3-6]，不仅能够降低系统运行成本、促进新能源消纳，还能显著提升能源利用效率[7-8]。鉴于IES内部包含多种能源生产、消费及转换设备的耦合运行特性，现有调度策略难以满足双碳目标下对多重复合功能的需求，亟需探索适应双碳目标的新型IES优化调度策略。

目前关于IES的研究多集中于经济性优化。文献[9]采用了并行多维近似动态规划算法求解IES动态经济调度问题；文献[10]构建基于博弈论的双向经济模型，提出了IES与储能电站及主动配电网的协调优化策略，以提升系统全局经济效益；文献[11]将可再生能源与用户负荷的时空特性纳入强化学习框架，求解连续状态与动作下的最优经济调度策略；文献[12]融合信息间隙决策理论与模型预测控制，实现了日前调度计划在日内的滚动修正，从而降低系统的鲁棒成本。然而，上述研究多侧重于经济性优化，尚未充分考量IES的低碳运行特性。

IES多能互补与交叉耦合的运行机制赋予其在碳减排方面的巨大潜力[13]。文献[14]针对电-热-氢能源互补特性，在IES中引入碳流理论构建多能调控策略，以实现经济性与低碳性的双重优化；文献[15]针对用户不确定性，提出了基于分布鲁棒的IES低碳经济调度策略，旨在降低碳排放与运行成本。碳交易机制的建立有助于IES通过低碳运行获取额外收益[16]。文献[17]将阶梯碳交易收益纳入IES经济目标函数，进一步提升了系统的低碳经济性；文献[18]构建了多种IES复合模型，依托阶梯碳交易机制，有效提高了风电、光伏消纳率并降低了系统碳排放；文献[19]在阶梯碳交易机制外引入了双重需求响应（demand response，DR），兼顾平抑源荷波动与系统的经济性、低碳性；文献[20]以源荷储时序特性为约束条件，以最小化系统运营成本为目标，构建了IES优化模型，提升了新能源利用率。阶梯碳交易本质上是对用户超额碳排放行为的约束机制。然而，鉴于当前电-碳市场尚不完善，仅具备惩罚属性而缺乏正向激励，导致用户缺乏降碳主动性，制约了碳减排潜力的充分释放。

据此，本文提出一种基于改进碳交易机制的IES低碳需求响应优化方法。通过构建阶梯式正负碳交易机制，将原有的单向惩罚机制转变为双向激励机制，使用户能够从降碳活动中获得经济收益，从而激发其减碳主动性；构建基于电-氢互动的IES模型，优化P2G的两阶段运行过程；将模型应用于价格型需求响应，以最小化系统碳排放与最大化用户经济收益为目标进行求解，并通过多场景算例对本文方法的有效性与优越性进行验证与分析。

1 综合能源系统结构

本文在传统IES结构的基础上，针对电转气（power to gas，P2G）设备两阶段运行的特性，优化其氢能利用效率，并引入碳交易市场机制作为IES系统的碳排放约束。具体系统结构如图1所示。

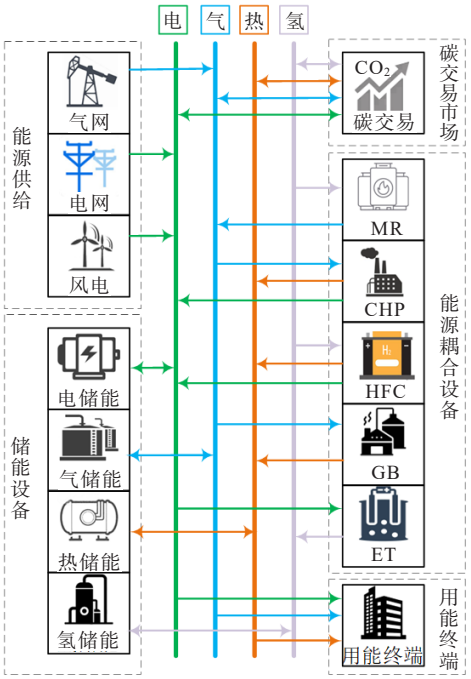

图1 IES结构

Figure 1 IES structure

图1中，本文建立的IES结构能源供给部分包括电网、气网及风电，该部分为系统提供上级能源与清洁能源。在能源耦合设备中，甲烷反应器（methane reactor，MR）将氢能转化为天然气；热电联产装置（combined heat and power，CHP）消耗天然气，产生电能与热能以满足系统负荷需求；天然气锅炉（gas boiler，GB）消耗天然气，产出热能；电解槽（electrolyzer tank，ET）将电能转化为氢能；氢燃料电池（hydrogen fuel cell，HFC）消耗氢能，产生电能与热能。储能设备将电、气、热、氢能进行存储，从而实现能量的时空转移。IES结构中的各种能量供给系统能够满足用能终端各类负荷需求。在IES系统运行过程中，其吸收与排放的CO_2在碳交易市场中完成交易。IES通过设备间的耦合运行实现多

能协同，提升能源利用效率和低碳性能。CHP消耗天然气的同时输出电能和热能，耦合电力与热能系统，其可调热电比根据负荷需求优化出力，从而减少GB的高碳排放。ET通过电解水将电能转化为氢能，并经MR进行甲烷化反应生成天然气，连接电力与燃气网络，MR的固碳作用有效降低了系统碳排放。HFC直接将氢能转化为电能和热能，减少能量转换损失，替代部分CHP和GB的高碳出力。储能设备通过储存和释放电、热、气、氢能，实现跨时段能量转移，平滑负荷波动，提高风电利用率。

2　综合能源系统阶梯式正负碳交易成本计算模型

2.1　综合能源系统碳排放配额模型

IES中碳排放集中产生于GB、CHP系统，且上级电网通过燃烧煤炭生产电能，因此外部购电也是IES碳排放源之一。本文采用无偿配额方法，碳排放权配额模型为

$$\begin{cases} C_{\mathrm{IES}} = C_{\mathrm{e,buy}} + C_{\mathrm{CHP}} + C_{\mathrm{GB}} \\ C_{\mathrm{e,buy}} = \gamma_{\mathrm{e}} \sum_{t=1}^{T} P_{\mathrm{e,buy}}(t) \\ C_{\mathrm{CHP}} = \gamma_{\mathrm{N}} \sum_{t=1}^{T} \left(P_{\mathrm{CHP,e}}(t) + P_{\mathrm{CHP,h}}(t) \right) \\ C_{\mathrm{GB}} = \gamma_{\mathrm{N}} \sum_{t=1}^{T} P_{\mathrm{GB,h}}(t) \end{cases} \tag{1}$$

式中，C_{IES}为IES的碳排放整体综合配额；$C_{\mathrm{e,buy}}$，C_{CHP}、C_{GB}为IES内部各用电设备的单体碳排放配额；γ_{e}为向外部单位购电量的碳配额；γ_{N}为IES内单位天然气消耗的碳配额；$P_{\mathrm{e,buy}}(t)$为t时段系统从外部所购电量；$P_{\mathrm{GB,h}}(t)$为t时段GB产生的热能；T为运行调度周期。

针对IES在实际运行过程中的碳排放，考虑MR的固碳作用，通过碳排放因子法进行计算，即

$$\begin{cases} C_{\mathrm{IES,a}} = C_{\mathrm{e,buy,a}} + C_{\mathrm{total,a}} - C_{\mathrm{MR,a}} \\ C_{\mathrm{e,buy,a}} = \sum_{t=1}^{T} \left(a_{\mathrm{e1}} + b_{\mathrm{e1}} P_{\mathrm{e,buy}}(t) + c_{\mathrm{e1}} P_{\mathrm{e,buy}}^{2}(t) \right) \\ C_{\mathrm{total,a}} = \sum_{t=1}^{T} \left(a_{\mathrm{N2}} + b_{\mathrm{N2}} P_{\mathrm{total}}(t) + c_{\mathrm{N2}} P_{\mathrm{total}}^{2}(t) \right) \\ P_{\mathrm{total}}(t) = P_{\mathrm{CHP,e}}(t) + P_{\mathrm{CHP,h}}(t) + P_{\mathrm{GB,h}}(t) \\ C_{\mathrm{MR,a}} = \sum_{t=1}^{T} \omega P_{\mathrm{MR,N}}(t) \end{cases} \tag{2}$$

式中，$C_{\mathrm{IES,a}}$、$C_{\mathrm{e,buy,a}}$分别为IES和外部购电的碳排放量；$C_{\mathrm{total,a}}$为CHP、GB的总碳排放量；$C_{\mathrm{MR,a}}$为MR吸收的CO_2；$P_{\mathrm{total}}(t)$为t时段CHP、GB、MR的总等效输出功率；a_{e1}、b_{e1}、c_{e1}及a_{N2}、b_{N2}、c_{N2}分别为燃煤发电机和耗天然气设备的碳排放因子；ω为MR生产单位天然气吸收二氧化碳的系数。

通过求IES的碳排放权配额及实际碳排放量可得到参与碳交易市场的碳排放权交易量，其计算式为

$$C_{\mathrm{IES,t}} = C_{\mathrm{IES,a}} - C_{\mathrm{IES}} \tag{3}$$

式中，$C_{\mathrm{IES,t}}$为IES的碳排放权交易量。

2.2　综合能源系统碳交易成本计算模型

使用正负阶梯式碳交易定价机制，划分购置区间，不同碳排放配额购买量对应不同价格区间，阶梯式正负碳交易成本为

$$C_{\mathrm{CO_2}} = \begin{cases} 0, & C_{\mathrm{IES,t}} < -2l \\ \alpha(C_{\mathrm{IES,t}} + l) - \alpha(1+\beta)l, & -2l \leqslant C_{\mathrm{IES,t}} \leqslant -l \\ \alpha(1+\beta)C_{\mathrm{IES,t}}, & -l \leqslant C_{\mathrm{IES,t}} \leqslant 0 \\ \alpha C_{\mathrm{IES,t}}, & 0 \leqslant C_{\mathrm{IES,t}} \leqslant l \\ \alpha(1+\beta)(C_{\mathrm{IES,t}} - l) + \alpha l, & l \leqslant C_{\mathrm{IES,t}} \leqslant 2l \\ \alpha(1+2\beta)(E_{\mathrm{IES,t}} - 2l) + \alpha(2+\beta)l, & 2l \leqslant C_{\mathrm{IES,t}} \leqslant 3l \\ \alpha(1+3\beta)(C_{\mathrm{IES,t}} - 3l) + \alpha(3+3\beta)l, & 3l \leqslant C_{\mathrm{IES,t}} \leqslant 4l \\ \alpha(1+4\beta)(C_{\mathrm{IES,t}} - 4l) + \alpha(4+6\beta)l, & C_{\mathrm{IES,t}} \geqslant 4l \end{cases} \tag{4}$$

式中，C_{CO2}为碳交易成本；α为碳交易基价；l为碳交易量的阶梯长度；β为碳交易价格增长率。

为激励用户释放碳排放潜力，本文改进碳交易机制模型中碳交易价格与碳排放权交易量的关系，如图2所示。

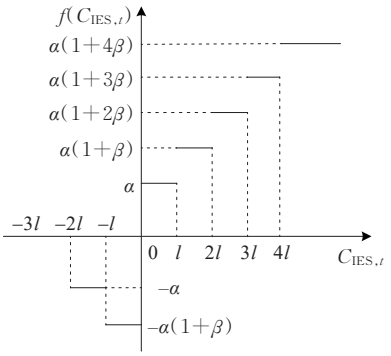

图2　碳交易价格与碳排放交易量的关系

Figure 2　Relationship between carbon trading prices and carbon emission trading volume

由图2可知，碳交易模型设定了阶梯式碳交易量区间。其中，正区间代表系统碳排放配额不足，需从碳市场购入；配额缺口越大，经济成本呈非线性上升趋势。负区间代表系统碳配额盈余，可出售

获利；然而，随着剩余配额增加，售出收益的边际效益呈递减趋势，从而有效规避了系统陷入不切实际的全局极限负碳运行的风险。

相较于现有阶梯式碳交易机制仅通过惩罚超额排放约束用户行为，本文提出的阶梯式正负碳交易机制引入正向激励，当系统碳排放低于配额时可出售剩余配额获利。此双向奖惩机制通过经济盈亏引导用户主动减碳，克服了传统机制缺乏激励手段的局限。

3 考虑碳交易与需求响应IES调度模型

3.1 系统优化运行模型目标函数

本文设计综合能源系统中以系统运行成本为目标进行求解，其计算式如下：

$$\min C = C_{\text{buy}} + C_{\text{CO}_2} + C_{\text{DG,cut}} + C_{\text{wei}} \tag{5}$$

式中，C_{buy}为购能成本；$C_{\text{DG,cut}}$为弃风成本；C_{wei}为运维成本。

购能成本主要考虑系统购买外部电力与天然气的成本，并考虑在风电有余量的时候向上级电网售电的收入，其具体计算式为

$$C_{\text{buy}} = \sum_{t=1}^{T} e_t P_{\text{e,buy}}(t) + \sum_{t=1}^{T} N_t P_{\text{N,buy}}(t) - \sum_{t=1}^{T} e_{\text{sell}} P_{\text{e,sell}}(t) \tag{6}$$

式中，$P_{\text{e,buy}}(t)$、$P_{\text{N,buy}}(t)$、$P_{\text{e,sell}}(t)$为系统在t时段的外部电力与天然气购入量；e_t、N_t、e_{sell}分别为t时段的购买电价、购买气价、出售电价。

本文对IES系统弃风施加惩罚，以促进风电的完全消纳，其弃风成本计算式为

$$C_{\text{DG,cut}} = \delta_{\text{DG}} \sum_{t=1}^{T} P_{\text{DG,cut}}(t) \tag{7}$$

式中，δ_{DG}为单位弃风成本；$P_{\text{DG,cut}}(t)$为弃风功率。

运维成本主要考虑系统各个设备维护费用，通过各设备运维系数进行计算，即

$$C_{\text{wei}} = \sum_{t=1}^{T} \sum_{i=1}^{n} \mu_i P_i(t) \tag{8}$$

式中，μ_i为设备i运维系数；$P_i(t)$为设备i出力功率。

3.2 IES参与电力需求响应模型

本文设计的价格型需求响应将用户负荷分为可削减负荷(curtailable load，CL)和可转移负荷(shiftable load，SL)。CL通过减少高电价时段的用电量降低能源消耗，而SL通过将负荷从高电价时段转移至低电价时段实现削峰填谷。这些调整不仅影响系统购电与购气的比例，还通过优化能源设备出力间接影响碳排放。负荷的需求响应特性使用电价伸缩系数矩阵描述，矩阵$\boldsymbol{Q}(t,j)$中$q_{t,j}$表示t时刻负荷对j时刻的用电量电价伸缩系数，定义为

$$q_{t,j} = \frac{\Delta P^{\text{e}}_{\text{L},t} / P^{\text{e0}}_{\text{L},t}}{\Delta \rho_j / \rho_j^0} \tag{9}$$

式中，$\Delta P^{\text{e}}_{\text{L},t}$为CL参与需求响应前后的用电量改变量；$P^{\text{e0}}_{\text{L},t}$为未参与响应时$t$时刻的CL用电量；$\Delta\rho_j$为参与需求响应前后$j$时刻的电价改变量；$\rho_j^0$为未参与响应时$j$时刻的电价。由此，CL参与需求响应后$t$时刻的变化量为

$$\Delta P^{\text{e}}_{\text{CL},t} = P^{\text{e0}}_{\text{CL},t} \left[\sum_{j=1}^{24} \boldsymbol{Q}_{\text{CL}}(t,j) \frac{\rho_j - \rho_j^0}{\rho_j^0} \right] \tag{10}$$

式中，$P^{\text{e0}}_{\text{CL},t}$为参与响应前$t$时刻的CL；$\boldsymbol{Q}_{\text{CL}}(t,j)$为CL的用电量电价伸缩系数矩阵；$\rho_j$为$j$时刻电价。

SL通过选择性地调整不同时间的用电量来响应不同的电价策略，进而提高自身效益。SL在参与需求响应后t时刻的用电变化量为

$$\Delta P^{\text{e}}_{\text{SL},t} = P^{e0}_{\text{SL},t} \left[\sum_{j=1}^{24} \boldsymbol{Q}_{\text{SL}}(t,j) \frac{\rho_j - \rho_j^0}{\rho_j^0} \right] \tag{11}$$

式中，$P^{e0}_{SL,t}$为未参与响应时t时刻的SL用电量；$\boldsymbol{Q}_{\text{SL}}(t,j)$为SL的用电量电价伸缩系数矩阵。

3.3 约束条件

3.3.1 电力系统运行约束

园区级IES通常采用闭环设计的配网级辐射性网络拓扑结构，该结构线路短，能量传输损耗小。因此，本文研究中仅考虑系统电网运行的功率平衡约束。

在考虑向上级电网售电的情况下，风电接入容量约束与电功率平衡描述如下：

$$0 \leqslant P_{\text{DG}}(t) \leqslant P^{\max}_{\text{DG}} \tag{12}$$

$$\begin{cases} P_{\text{e,buy}}(t) = P_{\text{e,sell}}(t) + P_{\text{e,Load}}(t) + P_{\text{ET,e}}(t) + P^{\text{e}}_{\text{ES}}(t) - P_{\text{DG}}(t) - P_{\text{CHP,e}}(t) - P_{\text{HFC,e}}(t) \\ 0 \leqslant P_{\text{e,buy}}(t) \leqslant P^{\max}_{\text{e,buy}} \\ 0 \leqslant P_{\text{e,sell}}(t) \leqslant P^{\max}_{\text{e,sell}} \\ B_{\text{e,buy}}(t) + B_{\text{e,sell}}(t) \leqslant 1 \end{cases} \tag{13}$$

式中，$P_{\text{DG}}(t)$为风电设备输出的电能；$P^{\max}_{\text{DG}}$为风电设备的输出上限；$P_{\text{e,Load}}(t)$为t时刻用电负荷；$P^{\text{e}}_{\text{ES}}(t)$为电储能设备的输入功率；$P_{\text{HFC,e}}(t)$为$t$时刻HFC输出的电能；$P^{\max}_{\text{e,buy}}$、$P^{\max}_{\text{e,sell}}$为购电约束与售电约束；$B_{\text{e,buy}}(t)$、$B_{\text{e,sell}}(t)$为$t$时刻的系统购电与售电的状态标志位。

3.3.2 天然气系统运行约束

IES系统热平衡计算式为

$$P_{\mathrm{HFC,h}}(t)+P_{\mathrm{CHP,h}}(t)+P_{\mathrm{GB,h}}(t)=P_{\mathrm{h,Load}}(t)+P_{\mathrm{ES}}^{\mathrm{h}}(t) \tag{14}$$

式中，$P_{\mathrm{h,Load}}(t)$为t时刻的用热需求；$P_{\mathrm{ES}}^{\mathrm{h}}(t)$为热储能设备的输入功率。

为减轻上级气网压力，本文设计IES不向气网出售天然气，其气平衡计算式为

$$\begin{cases}P_{\mathrm{N,buy}}(t)=P_{\mathrm{N,Load}}(t)+P_{\mathrm{ES}}^{\mathrm{N}}(t)+\\P_{\mathrm{CHP,N}}(t)+P_{\mathrm{GB,N}}(t)-P_{\mathrm{MR,N}}(t)\\0\leqslant P_{\mathrm{N,\ buy}}(t)\leqslant P_{\mathrm{N,buy}}^{\max}\end{cases} \tag{15}$$

式中，$P_{\mathrm{N,Load}}(t)$为t时段天然气需求量；$P_{\mathrm{ES}}^{\mathrm{N}}(t)$为天然气储存设备的输入功率；$P_{\mathrm{N,buy}}^{\max}$为购气约束。

3.3.3　IES中的能源耦合设备约束

1）可调热变比CHP。

CHP运行模型描述为

$$\begin{cases}P_{\mathrm{CHP,e}}(t)+P_{\mathrm{CHP,h}}(t)=\eta_{\mathrm{CHP}}P_{\mathrm{CHP,N}}(t)\\0.5\leqslant\dfrac{P_{\mathrm{CHP,h}}(t)}{P_{\mathrm{CHP,e}}(t)}\leqslant 2.1\\P_{\mathrm{CHP,N}}^{\min}\leqslant P_{\mathrm{CHP,N}}(t)\leqslant P_{\mathrm{CHP,N}}^{\max}\\\Delta P_{\mathrm{CHP,N}}^{\min}\leqslant P_{\mathrm{CHP,N}}(t+1)-P_{\mathrm{CHP,N}}(t)\leqslant\Delta P_{\mathrm{CHP,N}}^{\max}\end{cases} \tag{16}$$

式中，$P_{\mathrm{CHP,e}}(t)$、$P_{\mathrm{CHP,h}}(t)$为CHP设备电功率和热功率；η_{CHP}为CHP设备能量转化效率；$P_{\mathrm{CHP,N}}(t)$为CHP设备消耗的天然气；$P_{\mathrm{CHP,N}}^{\max}$、$P_{\mathrm{CHP,N}}^{\min}$为CHP设备输入约束；$\Delta P_{\mathrm{CHP,N}}^{\max}$、$\Delta P_{\mathrm{CHP,N}}^{\min}$为CHP设备输入爬坡约束。

2）GB。

GB运行约束描述如下：

$$\begin{cases}P_{\mathrm{GB,h}}(t)=\eta_{GB}P_{\mathrm{GB,N}}(t)\\P_{\mathrm{GB,N}}^{\min}\leqslant P_{\mathrm{GB,N}}(t)\leqslant P_{\mathrm{GB,N}}^{\max}\\\Delta P_{\mathrm{GB,N}}^{\min}\leqslant P_{\mathrm{GB,N}}(t+1)-P_{\mathrm{GB,N}}(t)\leqslant\Delta P_{\mathrm{GB,N}}^{\max}\end{cases} \tag{17}$$

式中，$P_{\mathrm{GB,N}}(t)$为GB消耗的天然气；η_{GB}为GB的效率；$P_{\mathrm{GB,N}}^{\max}$、$P_{\mathrm{GB,N}}^{\min}$为GB的输入约束；$\Delta P_{\mathrm{GB,N}}^{\max}$、$\Delta P_{\mathrm{GB,N}}^{\min}$为GB的输入爬坡约束。

3）2种氢能利用模式的P2G。

2种氢能利用模式的P2G如图3所示，本文采用2种氢能利用模式的P2G作为电、气、氢能源耦合设备。模式1为将ET设备产生的氢能通过MR进一步转化为天然气；模式2为将ET设备产生的氢能直接输入氢燃料电池，通过催化装置中的电化学反应直接转化产生电和热，其余氢能进行储存。模式2中氢能的利用与模式1相比，减少了一个天然气转化的中间能量梯级，降低了能量转化过程中的损耗，上述过程涉及的能量转化的数学模型与运行约束如下，其中ET设备将电能转换为氢能，即

$$\begin{cases}P_{\mathrm{ET,H_2}}(t)=\eta_{\mathrm{ET}}P_{\mathrm{ET,e}}(t)\\P_{\mathrm{ET,e}}^{\min}\leqslant P_{\mathrm{ET,e}}(t)\leqslant P_{\mathrm{ET,e}}^{\max}\\\Delta P_{\mathrm{ET,e}}^{\min}\leqslant P_{\mathrm{ET,e}}(t+1)-P_{\mathrm{ET,e}}(t)\leqslant\Delta P_{\mathrm{ET,e}}^{\max}\end{cases} \tag{18}$$

式中，$P_{\mathrm{ET,H2}}(t)$为t时刻的ET设备输出的氢能；η_{ET}为ET的效率；$P_{\mathrm{ET,e}}(t)$为ET设备消耗的电能；$P_{\mathrm{ET,e}}^{\max}$、$P_{\mathrm{ET,e}}^{\min}$分别为输入ET设备的最大、最小电能功率约束；$\Delta P_{\mathrm{ET,e}}^{\max}$、$\Delta P_{\mathrm{ET,e}}^{\min}$分别为输入ET设备的最大、最小电能功率爬坡约束。

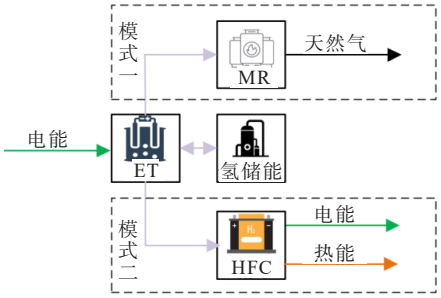

图3　两种氢能利用模式的P2G

Figure 3　P2G with two hydrogen energy utilization modes

MR设备通过吸收氢气与二氧化碳，产出天然气，即

$$\begin{cases}P_{\mathrm{MR,N}}(t)=\eta_{\mathrm{MR}}P_{\mathrm{MR,H_2}}(t)\\P_{\mathrm{MR,H_2}}^{\min}\leqslant P_{\mathrm{MR,H_2}}(t)\leqslant P_{\mathrm{MR,H_2}}^{\max}\\\Delta P_{\mathrm{MR,H_2}}^{\min}\leqslant P_{\mathrm{MR,H_2}}(t+1)-P_{\mathrm{MR,H_2}}(t)\leqslant\Delta P_{\mathrm{MR,H_2}}^{\max}\end{cases} \tag{19}$$

式中，$P_{\mathrm{MR,N}}(t)$为t时刻MR输出功率；η_{MR}为MR的效率；$P_{\mathrm{MR,H2}}(t)$为t时刻输入MR的氢能；$P_{\mathrm{MR,H2}}^{\max}$、$P_{\mathrm{MR,H2}}^{\min}$分别为输入MR的最大、最小氢能功率约束；$\Delta P_{\mathrm{MR,H2}}^{\max}$、$\Delta P_{\mathrm{MR,H2}}^{\min}$分别为输入MR的氢能的爬坡上、下限。

HFC设备直接燃烧氢气，产生电与热，即

$$\begin{cases}P_{\mathrm{HFC,e}}(t)=\eta_{\mathrm{HFC}}^{\mathrm{e}}P_{\mathrm{HFC,H_2}}(t)\\P_{\mathrm{HFC,h}}(t)=\eta_{\mathrm{HFC}}^{\mathrm{h}}P_{\mathrm{HFC,H_2}}(t)\\P_{\mathrm{HFC,H_2}}^{\min}\leqslant P_{\mathrm{HFC,H_2}}(t)\leqslant P_{\mathrm{HFC,H_2}}^{\max}\\\Delta P_{\mathrm{HFC,H_2}}^{\min}\leqslant P_{\mathrm{HFC,H_2}}(t+1)-P_{\mathrm{HFC,H_2}}(t)\leqslant\Delta P_{\mathrm{HFC,H_2}}^{\max}\\R_{\mathrm{HFC}}^{\min}\leqslant P_{\mathrm{HFC,h}}(t)/P_{\mathrm{HFC,e}}(t)\leqslant R_{\mathrm{HFC}}^{\max}\end{cases} \tag{20}$$

式中，$P_{\mathrm{HFC,e}}(t)$、$P_{\mathrm{HFC,h}}(t)$分别为HFC输出的电能、热能；$\eta_{\mathrm{HFC}}^{\mathrm{e}}$、$\eta_{\mathrm{HFC}}^{\mathrm{h}}$分别为HFC的电、热效率；$P_{\mathrm{HFC,H2}}(t)$为HFC消耗的氢能；$P_{\mathrm{HFC,H2}}^{\max}$、$P_{\mathrm{HPC,H2}}^{\min}$分别为输入HFC的最大、最小功率约束；$\Delta P_{\mathrm{HFC,H2}}^{\max}$、$\Delta P_{\mathrm{HPC,H2}}^{\min}$分别为HFC的输入爬坡最大、最小约束；$R_{\mathrm{HFC}}^{\max}$、$R_{\mathrm{HFC}}^{\min}$为HFC产出热电比例的最大、最小约束。

$$P_{\mathrm{ET,H_2}}(t)=P_{\mathrm{MR,H_2}}(t)+P_{\mathrm{HFC,H_2}}(t)+P_{\mathrm{ES}}^{\mathrm{H_2}}(t) \tag{21}$$

式中，$P_{\mathrm{ES}}^{\mathrm{H_2}}(t)$为$t$时段输入氢能储存设备的功率。

3.3.4 IES中储能设备约束

IES中采用电、气、热、氢4种储能，可用通用储能模型表示，其运行约束如下：

$$\begin{cases} 0 \leqslant P_{\mathrm{ES},n}^{\mathrm{cha}}(t) \leqslant B_{\mathrm{ES},n}^{\mathrm{cha}}(t) P_{\mathrm{ES},n}^{\max} \\ 0 \leqslant P_{\mathrm{ES},n}^{\mathrm{dis}}(t) \leqslant B_{\mathrm{ES},n}^{\mathrm{dis}}(t) P_{\mathrm{ES},n}^{\max} \\ P_{\mathrm{ES},n}(t) = P_{\mathrm{ES},n}^{\mathrm{cha}}(t)\eta_{\mathrm{ES},n}^{\mathrm{cha}} - P_{\mathrm{ES},n}^{\mathrm{dis}}(t)/\eta_{\mathrm{ES},n}^{\mathrm{dis}} \\ S_n(t) = S_n(t-1) + P_{\mathrm{ES},n}(t)/P_{\mathrm{ES},n}^{\mathrm{cap}} \\ S_n(1) = S_n(T) \\ B_{\mathrm{ES},n}^{\mathrm{cha}}(t) + B_{\mathrm{ES},n}^{\mathrm{dis}}(t) = 1 \\ S_n^{\min} \leqslant S_n(t) \leqslant S_n^{\max} \end{cases} \tag{22}$$

式中，$P_{\mathrm{ES},n}^{\mathrm{cha}}(t)$、$P_{\mathrm{ES},n}^{\mathrm{dis}}(t)$分别为第$n$种储能的输入、输出功率；$P_{\mathrm{ES},n}^{\max}$为各储能的输入、输出最大约束；$B_{\mathrm{ES},n}^{\mathrm{cha}}(t)$、$B_{\mathrm{ES},n}^{\mathrm{dis}}(t)$分别为各储能在$t$时段的输入、输出状态参数；$P_{\mathrm{ES},n}(t)$为各储能的末尾输出；$\eta_{\mathrm{ES},n}^{\mathrm{cha}}$、$\eta_{\mathrm{ES},n}^{\mathrm{dis}}$分别为各储能的输入、输出效率；$S_n(t)$为各储能的储能容量；$P_{\mathrm{ES},n}^{\mathrm{cap}}$为各储能的额定容量；$S_n^{\min}$、$S_n^{\max}$分别为各储能的容量最小、最大约束。

3.4 优化模型求解流程

本文优化模型以系统运行成本最小化为目标，属于混合整数线性规划问题，故使用Gurobi求解器进行计算求解。其求解流程如图4所示。

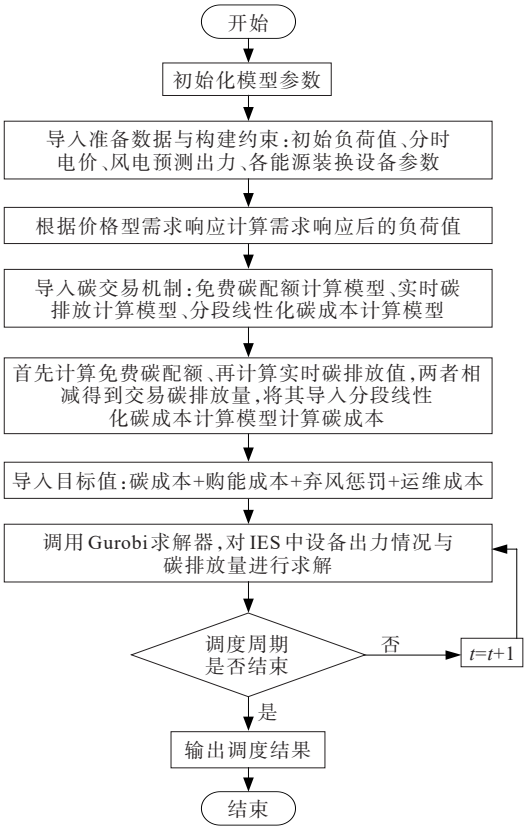

图4 求解流程

Figure 4 Flow of solution

先输入系统的初始负荷需求数据及风电预测出力数据，并初始化模型参数，明确约束条件和优化目标；再通过调用需求响应模型对用户负荷进行优化，更新功率平衡约束；然后，导入优化目标函数调用Gurobi求解器进行初步优化，生成设备出力方案，并通过迭代调整确保满足功率平衡和设备运行约束；最后，系统输出调度周期内的最优调度方案、碳排放量及成本明细，从而在经济性与低碳运行之间实现平衡。

4 算例分析

4.1 算例介绍

为验证本文提出的IES低碳需求响应优化方法的正确性，搭建不同的运行场景进行对比实验，并对实验结果进行分析。本文实验设置的所有场景以1 h为单位的运行时间，运行周期为24 h。IES的初始电、热、气负荷需求和风电出力预测结果如图5所示。

天然气的价格为0.35元·kW^{-1}·h^{-1}，向上级电网的售电价格为0.35元·kW^{-1}·h^{-1}，从上级电网购电分时电价如表1所示，IES内部各个能源转换设备的相关参数如表2所示，各储能设备的相关参数如表3所示，碳排放计算模型相关参数如表4所示。

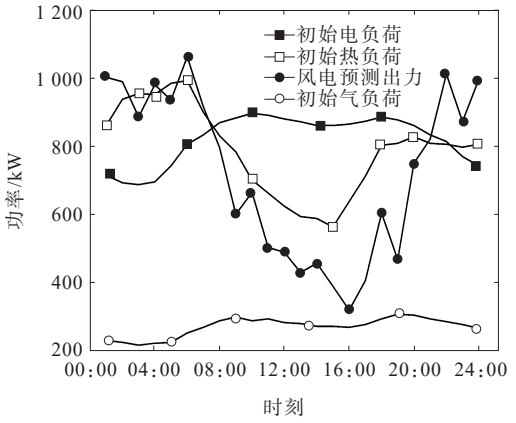

图5 初始负荷与风电预测出力值

Figure 5 Initial loads and predicted output values of wind power

表1 分时电价

Table 1 Time-of-use tariff

时段	电价/(元·kW^{-1}·h^{-1})
01:00—07:00、23:00—24:00	0.38
08:00—11:00、15:00—18:00	0.68
12:00—14:00、19:00—22:00	1.20

表 2　设备参数

Table 2　Parameters of equipment

设备	容量/kW	能量转换效/%	爬坡约束/%	运维系数
ET	500	87	20	0.012
MR	250	60	20	0.012
HFC	250	50/45(电/热)	20	0.012
GB	800	95	20	0.015
CHP	600	92	20	0.014

表 3　储能参数

Table 3　Parametes of energy storage

设备	容量/kW	容量/%		爬坡约束/%	充放效率	运维系数
		下限	上限			
电储	450	10	90	20	0.95/0.9	0.015
热储	500	10	90	20	0.95/0.9	0.050
气储	150	10	90	20	0.95/0.9	0.010
氢储	200	10	90	20	0.95/0.9	0.030

表 4　实际碳排放模型参数

Table 4　Parameters of actual carbon emission model

耗电型			耗天然气型		
a_1	b_1	c_1	a_2	b_2	c_2
36	−0.38	0.003 4	3	−0.004	0.001

4.2　阶梯式正负碳交易机制效益分析

设置碳交易基准价 λ=0.3 元/kg，碳交易区间长度 l=1500 kg，增长率 α=0.25，并设置以下 4 种场景进行对比实验分析：

1）场景 1。不考虑碳交易机制与需求响应，仅以经济成本最优为优化目标。

2）场景 2。在场景 1 的基础上考虑传统碳交易机制，同时考虑经济成本与碳交易成本。

3）场景 3。在场景 2 的基础上，考虑阶梯式正碳交易机制。

4）场景 4。在场景 3 的基础上，考虑本文的阶梯式正负碳交易机制。

各实验场景的 IES 各项运营成本与碳排放量如表 5 所示，各个场景下的 CHP 热电比如图 6 所示。

表 5　不同场景下运营成本比较

Table 5　Comparison of operating costs in different scenarios

场景	购电成本/元	购气成本/元	运维成本/元	弃风惩罚/元
1	520.68	11 323.24	417.51	0.00
2	1 404.92	11 142.37	482.89	0.00
3	1 408.80	11 141.30	488.59	0.00
4	1 872.56	10 936.40	505.15	0.00

场景	碳交易成本/元	碳排放量/kg	总成本/元
1	0.00	16 753.01	12 261.44
2	47.58	11 573.50	13 077.77
3	95.88	11 548.20	13 134.57
4	−259.92	11 090.22	13 054.19

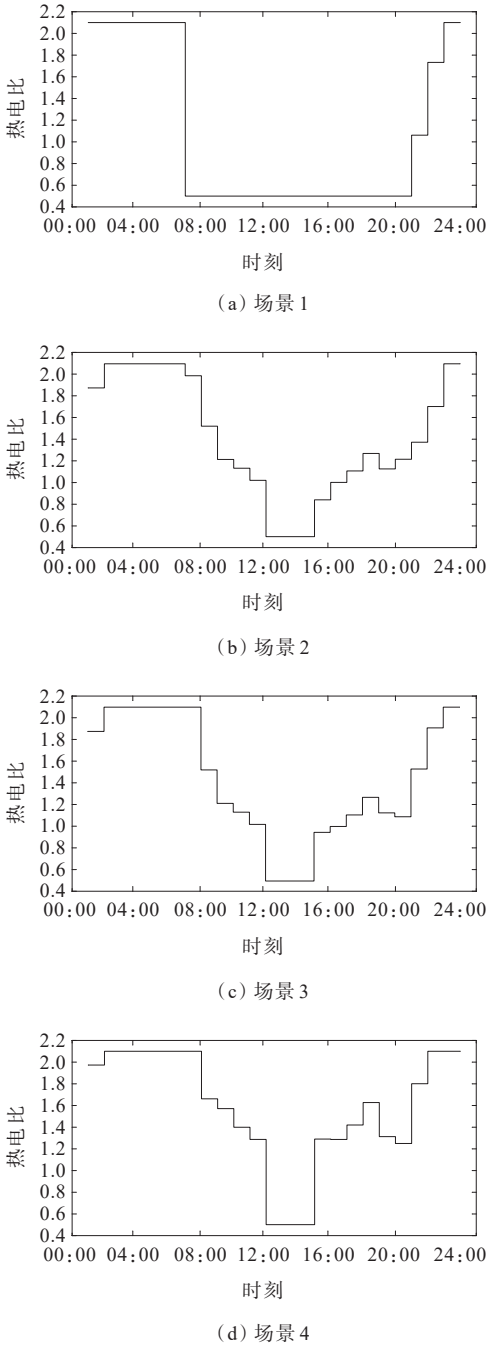

图 6　场景 1～4CHP 热电比

Figure 6　Heat-to-power ratios of CHP in scenarios 1～4

由表 5 可知，在考虑碳交易机制后，系统碳排放量显著降低。其中，采用阶梯式碳交易机制的场景 3 相较于场景 2 的碳排放量减少了 25.3 kg，本文提出的考虑到阶梯式正负碳交易机制的场景 4 相对于场景 3 的碳排放量减少了 457.98 kg，占比 3.97%。因此，考虑到阶梯式正负碳交易机制可最大限度地约束系统的碳排放，实现减碳的目标。结合分时电价与气价的分析，在场景 1 中，传统的经济优化是目标。由于天然气价格在各时段均低于

电价，系统天然气购买量提高，并利用可调热电比CHP技术，使CHP工作在低热电比档位，通过天然气发电弥补电负荷的不足。根据实际碳排放模型，当天然气消耗达到一定水平时，进一步增加天然气消耗将显著增加碳排放量，使整个系统的碳排放水平升高。因此，场景1的碳排放量最高，但总成本最低。场景2中的购电成本相较于场景1大幅增加，碳排放量大幅减少。这是由于引入碳交易机制后，系统的优化目标中考虑碳交易成本，此时系统为降低碳交易成本，会降低CHP出力，当电负荷不能满足时，便向上级电网购电。在场景3中引入阶梯式的碳交易机制，其中碳排放权的交易价格随着购买量的增加呈阶梯式上升，进一步限制了系统的碳排放量。因此，相对于场景2，场景3进一步减少天然气购买量，并增加电力购买量，以达到新的平衡状态。这一调整基于阶梯式碳交易机制的经济激励，通过提高购买额度的成本来激励系统降低碳排放。场景4考虑阶梯式正负碳交易机制，当系统实际碳排放量小于免费碳排放配额时，多出的配额可以售出获取经济奖励，所以相较于场景3系统更进一步增加购电量，减小购气量，在电价谷时系统加大MR出力，使系统的实际碳排放小于免费碳配额获取碳交易奖励，从而形成全新平衡。虽然相较于场景3系统整体的购能成本增加，但因为碳交易成本的补贴，场景4下的系统在减少457.98 kg的碳排放的同时，系统运营总成本降低80.39元。

因此，本文设计正负阶梯碳交易机制，可使系统在增加少量运行成本的情况下，最大化减少系统的碳排放。

4.3 阶梯式正负碳交易机制参数分析

本文在场景4的基础上通过对比实验，分析碳交易基价、区间长度和价格增长率3个参数，旨在评估该机制下各参数对IES碳排放和运行成本的影响，该实验结果如图7所示。

由图7(a)可知，价格增长率决定碳交易成本的增长速度。当价格增长率增大时，碳交易的阶梯价格随之增加，迫使IES为了减少碳交易成本，对内部各发电设备的输出进行调整，使系统运行在低碳区间，以减小碳排放成本。图7(a)中，价格增长率对比实验环境下的IES运行在负碳区间，故随着价格增长率的增加，系统在降低碳排放量的同时得到更多的碳交易奖励，总运行成本随之下降。

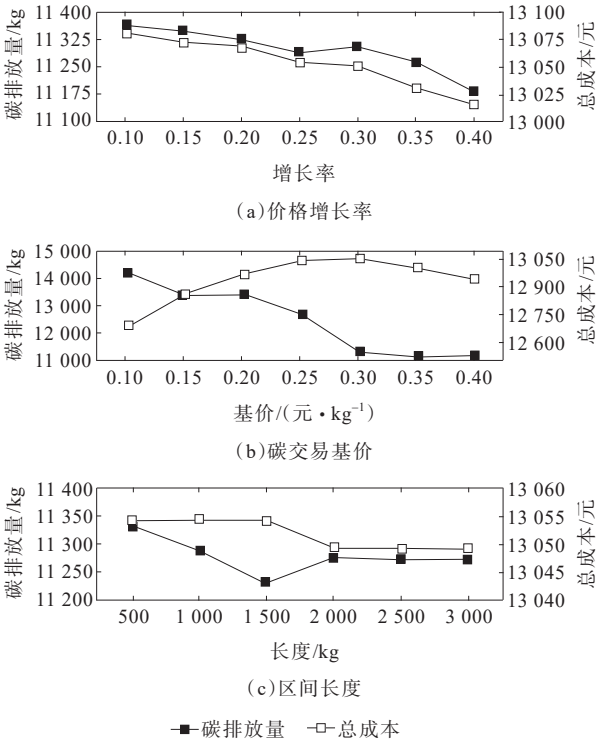

图7 碳交易机制对IES的影响

Figure 7 Impacts of carbon trading mechanism on IES

碳交易基价直接影响每个碳交易区间的基础成本。由图7(b)可知，IES碳排放量随着碳交易基价的上升而明显下降，说明较高的碳交易基价确实强烈抑制高碳排放行为。但当碳交易基价高于0.3元/kg时，由于系统内各个设备出力趋于稳定，碳交易基价的再增长无法引导系统碳排放量继续降低。在本文设置的阶梯式正负碳交易机制下，当系统碳排放低于免费额度时，碳交易成本为负值，从而使IES的总成本下降，随着碳交易基价再增加，碳交易成本达到负限值，此后碳交易的成本稳定不变，IES总成本也随之稳定。

区间长度的变化影响每个价格调整所覆盖的排放量范围，从而影响IES对碳交易价格调整的敏感性。由图7(c)可知，当区间长度小于2 000 kg时，由于区间较窄，IES对碳交易价格的敏感性强，导致区间长度的变化会引起碳排放量与总成本的显著变化。然而，当区间长度超过2 000 kg时，IES系统在较大的区间长度下减小了对碳交易价格的敏感性，导致调度与排放策略更加平滑，使碳排放量趋于稳定，同时碳交易成本与IES的总成本也趋于稳定。

综上所述，价格增长率的增加会提升碳交易成本的增长速度，迫使IES运行在低碳区间；碳交易基价的升高会显著抑制高碳排放，但当碳交易基价超

过 0.3 元/kg 后，碳排放量趋于稳定；区间长度影响系统对碳交易价格的敏感性，当区间长度小于 2 000 kg 时，系统碳排放和总成本会随区间长度显著变化；超过 2 000 kg 后，碳排放和总成本趋于平稳。

4.4　考虑优化两阶段 P2G 与需求响应的效益分析

为验证在碳交易机制中结合需求响应与优化两阶段 P2G 运行过程的调度优势，在场景 4 的基础上增加价格型需求响应的场景 5、IES 不含电、气耦合设备的场景 6 和 IES 中有传统 P2G、能量转换效率为 0.6 的场景 7。场景 5 需求响应前后 IES 的电负荷曲线与该过程中的可中断电负荷与可转移负荷的构成如图 8 所示。

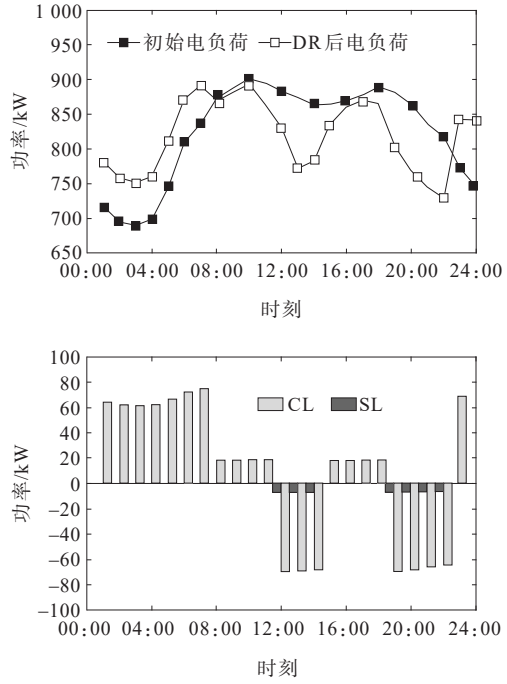

图 8　需求响应前后 IES 的电负荷组成

Figure 8　Electric load composition of IES before and after demand response

由图 8 可知，在高电价时段（10:00—12:00，20:00—22:00），CL 削减部分负荷，而 SL 将高电价时刻部分负荷转移至其余时刻，其中大部分转移至低电价（00:00—07:00）期间，最终实现削峰填谷。3 个场景需求响应后的电功率平衡状态如图 9 所示。

由图 9 可知，在场景 5 中，由于存在 ET 设备，当系统的发电量超过负荷用电量时，ET 设备将电能转化为氢能，以实现电功率平衡。在场景 6 中，由于没有 P2G 设备，当系统的发电量超过负荷用电量时，系统优先通过储电消纳风电，当储电设备容量达到满额后再向上级电网售电来实现电功率平衡，从而避免弃风现象。在场景 7 中，由于存在 P2G 设备，当系统的发电量超过负荷用电量时，可利用 P2G 设备将多余的发电量转化为天然气，从而实现电功率平衡。

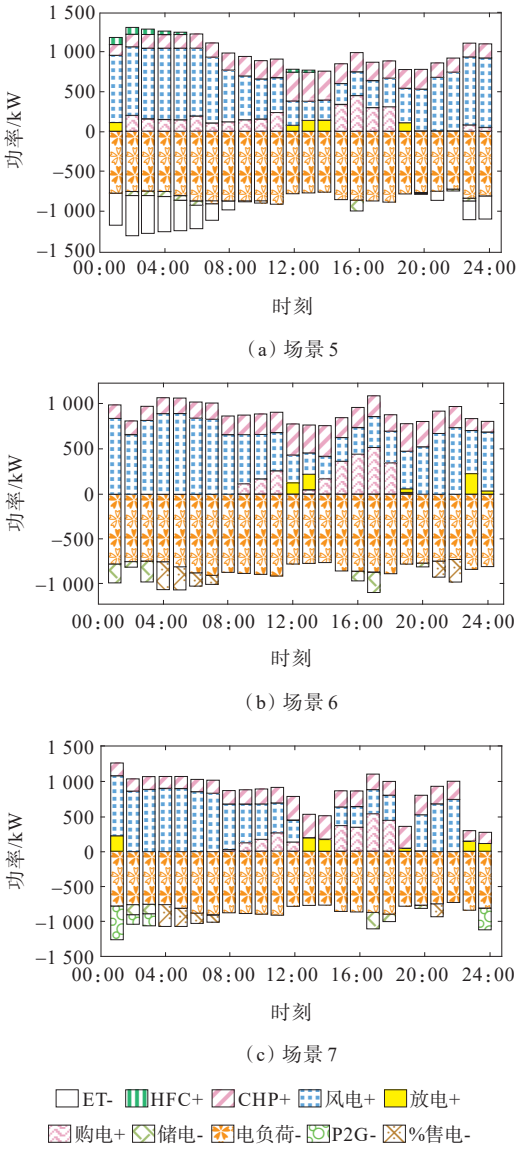

图 9　需求响应后电功率平衡

Figure 9　Electrical power balance after demand response

3 种运行场景的碳排放与成本情况如表 6 所示。由表 5、6 可知，场景 5 引入需求响应后，相比场景 4，碳排放量从 11 090.22 kg 减少至 10 915.54 kg，降幅 1.58%；总成本从 13 054.19 元减少至 13 039.57 元，降幅 0.11%。这表明需求响应通过削减高电价时段负荷并转移至低电价时段，减少了 CHP 和 GB 的高碳出力，使得系统碳排放量下降，同时降低了购电成本。场景 5 的 IES 在两阶段 P2G 的帮助下，相较于场景 6、7，总成本下降了 1 166.34 元、765.42 元，碳

排放量减少了4 400.77 kg、3 621.57 kg。因此,两阶段P2G能够在减小碳排放的同时,降低IES运行成本,兼具低碳性与经济性。

表6 3种场景下的运行成本比较

Table 6 Comparison of operating costs in three scenarios

场景	购电成本/元	购气成本/元	运维成本/元	弃风惩罚/元
5	1 970.13	10 795.24	482.47	0
6	971.14	11 549.86	224.49	0
7	974.79	11 279.57	410.82	0

场景	碳交易成本/元	碳排放量/kg	总成本/元
5	−208.27	10 915.54	13 039.57
6	1 360.41	15 316.31	14 205.91
7	1 139.80	14 537.11	13 804.99

4.5 考虑可调热电比CHP的效益分析

在场景5的基础上,设置不同热电比值的CHP进行对照实验,实验结果如表7所示。

表7 不同热电比值下的运行成本比较

Table 7 Comparison of operating costs for different heat-to-power ratios

热电比值	参数值			
	购电成本/元	购气成本/元	碳排放量/kg	总成本/元
0.5	736.13	11 610.87	15 571.84	14 275.73
0.7	1 272.60	11 414.97	13 424.40	13 808.89
0.9	1 381.57	11 325.83	12 627.30	13 578.63
1.1	1 642.08	11 197.89	11 974.06	13 474.13
1.3	2 254.78	10 948.44	11 273.66	13 402.69
1.5	2 473.56	10 820.55	11 058.50	13 364.47
1.7	2 622.87	10 737.30	10 933.96	13 350.58
1.9	2 775.36	10 621.08	10 919.22	13 363.59
2.1	2 944.04	10 528.70	10 893.40	13 387.38
可调	1 970.13	10 795.24	10 915.54	13 039.57

由表7可知,在固定热电比从0.5增长到2.1的情况下,IES购电成本随之增加,购气成本反而减小,IES总成本逐渐下降,在热电比为1.7的时候到达最低点,之后总成本略有增加,但变化不大。而在可调热电比情况下的IES的购电成本与购气成本处于一个折中的水平,但总成本显著低于任何固定热电比下的成本,表明可调热电比的CHP能够找到电能与气能之间的平衡点,有效降低IES的运行总成本。IES的碳排放量随着热电比值的增大而减小,在热电比值为2.1时达到最低。而本文设计的可调热电比情况下的IES碳排放水平接近最大热电比情况,但总成本却显著降低。

综上所述,可调热电比CHP系统在降低运行总成本与维持低碳运行方面均优于固定热电比CHP系统。在IES优化调度中考虑可调热电比CHP具有更高的经济性与低碳性。

5 结语

本文构建了含有两阶段P2G与可调热电比CHP的电-气-氢多能互补的综合能源系统,提出了基于改进的阶梯式正负碳交易机制的IES低碳需求响应优化方法。最后通过算例分析验证,具体结论如下。

1) 所提阶梯式正负碳交易机制相比传统碳交易,不仅能降低运行成本,还可进一步减少碳排放。与阶梯式正碳交易相比,阶梯式正负碳交易可进一步降低3.97%的碳排放。通过合理设定碳交易参数,该机制可以通过经济激励引导用户主动调整用能行为,有效释放用户侧减碳潜力,为IES低碳运行提供了经济可行的策略。

2) 建立基于碳交易机制的IES需求响应模型,通过调整负荷分布,降低了高碳设备的出力,使系统碳排放再减少1.58%。这不仅平滑了系统负荷曲线,还同时实现了购能成本和碳排放的双重降低,充分挖掘了用户侧的减碳能力。

3) 所提方法通过将P2G替换为ET、MR、HFC组合运行设备,对P2G的两阶段运行过程进行了更细致的解构。该方法在促进风电消纳的同时,充分发挥了氢能的高能效优势,减少了能量的级联损耗。同时,通过HFC设备分担CHP、GB的部分能源需求,降低了GB、CHP的碳排放水平,进一步减少了系统的碳排放。

4) 采用可调热电比CHP替代固定热电比CHP,使得系统能够灵活改变CHP的热电比,在低电价时段采用高热电比状态,在高电价时段采用低热电比状态,达到平衡负荷需求的同时,降低系统总运行成本,减少碳排放。

综上所述,本文提出的方法通过阶梯式正负碳交易机制和需求响应释放了用户侧减碳潜力,实现了IES运行成本与碳排放的双重优化,为综合能源系统的低碳化发展提供了理论支持。

参考文献：

[1] 阮前途，梅生伟，黄兴德，等．低碳城市电网韧性提升挑战与展望[J]. 中国电机工程学报，2022，42(8)：2819-2829.
RUAN Qiantu, MEI Shengwei, HUANG Xingde, et al. Challenge and prospect of improving the toughness of low-carbon city power grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2819-2829.

[2] 李政，陈思源，董文娟，等．碳约束条件下电力行业低碳转型路径研究[J]. 中国电机工程学报，2021，41(12)：3987-4000.
LI Zheng, CHEN Siyuan, DONG Wenjuan, et al. Research on low-carbon transformation path of power industry under carbon constraints[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(12): 3987-4000.

[3] 弓林娟，侯国莲，胡博，等．面向低碳灵活运行的超临界机组模糊预测控制策略[J]. 中国电机工程学报，2023，43(3)：1048-1059.
GONG Linjuan, HOU Guolian, HU Bo, et al. Fuzzy predictive control strategy for low-carbon flexible operation of supercritical unit[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(3): 1048-1059.

[4] 魏震波，杨超，李银江．参与多元耦合市场的电-气综合能源系统低碳经济调度[J]. 智慧电力，2023，51(5)：8-14+22.
WEI Zhenbo, YANG Chao, LI Yinjiang. Low-carbon economic dispatching of electric-gas integrated energy system participating in multi-coupling market[J]. Smart Power, 2023, 51(5): 8-14+22.

[5] 于馨玮，陈继明，仉志华．分布鲁棒优化在综合能源系统调度与规划中的应用综述[J]. 全球能源互联网，2023，6(2)：207-215.
YU Xinwei, CHEN Jiming, ZHANG Zhihua. Summary of application of distributed robust optimization in comprehensive energy system scheduling and planning[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2023, 6(2): 207-215.

[6] 白雪婷，杨瑞琪，陈泽春，等．计及综合需求响应的园区综合能源系统优化运行[J]. 电力科学与技术学报，2021，36(3)：27-35.
BAI Xueting, YANG Ruiqi, CHEN Zechun, et al. Optimal operation of comprehensive energy system in park considering comprehensive demand response[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2021, 36(3): 27-35.

[7] 刘雪飞，赵海彭，胡珀，等．考虑综合需求响应的园区综合能源系统经济性优化方法[J]. 电力科学与技术学报，2022，37(1)：3-16.
LIU Xuefei, ZHAO Haipeng, HU Po, et al. Economic optimization method of comprehensive energy system in industrial park considering comprehensive demand response[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2022, 37(1): 3-16.

[8] 周俊宇，李伟，花洁，等．考虑需求侧可控负荷的含储能社区综合能源系统优化调度[J]. 电力科学与技术学报，2023，38(2)：114-123.
ZHOU Junyu, LI Wei, HUA Jie, et al. Optimal dispatch of community integrated energy system with energy storage considering demand-side controllable load[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(2): 114-123.

[9] 王博，詹红霞，张勇，等．考虑风电不确定性的风蓄火联合优化经济调度研究[J]. 电力工程技术，2022，41(1)：93-100.
WANG Bo, ZHAN Hongxia, ZHANG Yong, et al. Combined optimal economic dispatch of wind-storage-fire considering wind power uncertainty[J]. Jiangsu Electrical Engineering, 2022, 41(1): 93-100.

[10] 王灿，张羽，田福银，等．基于双向主从博弈的储能电站与综合能源系统经济运行策略[J]. 电工技术学报，2023，38(13)：3436-3446+3472.
WANG Can, ZHANG Yu, TIAN Fuyin, et al. Economic operation of energy storage power stations and integrated energy systems based on bidirectional master-slave game[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(13): 3436-3446+3472.

[11] 杨挺，赵黎媛，刘亚闯，等．基于深度强化学习的综合能源系统动态经济调度[J]. 电力系统自动化，2021，45(5)：39-47.
YANG Ting, ZHAO Liyuan, LIU Yachuang, et al. Dynamic economic dispatch for integrated energy system based on deep reinforcement learning[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(5): 39-47.

[12] 孔德政，张靖，何宇，等．区域综合能源系统IGDT-MPC双层能量优化调度[J]. 电网技术，2022，46(10)：3970-3979.
KONG Dezheng, ZHANG Jing, HE Yu, et al. IGDT-MPC bi-layer energy optimal scheduling of regional integrated energy system[J]. Power System Technology, 2022, 46(10): 3970-3979.

[13] 葛磊蛟，李京京，李昌禄，等．面向零碳园区的综合能源系统优化运行技术综述[J]. 电网技术，2024，48(5)：1821-1835.
GE Leijiao, LI Jingjing, LI Changlu, et al. Overview of integrated energy system optimal operation technology for zero-carbon parks[J]. Power System Technology, 2024, 48(5): 1821-1835.

[14] 潘超，刘继哲，孙勇，等．考虑氢储一体化协同的综合能源系统低碳优化[J]. 电力自动化设备，2023，43(12)：

118-126.
PAN Chao, LIU Jizhe, SUN Yong, et al. Low-carbon optimization of integrated energy system considering hydrogen-storage integrated coordination[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(12): 118-126.

[15] 王灿, 李欣然, 赵积红, 等. 基于P2G与富氧燃烧联合运行的多能源低碳调度[J]. 电力工程技术, 2023(3): 139-148.
WANG Can, LI Xinran, ZHAO Jihong, et al. Low carbon scheduling of multi-energy system based on power to gas combined with oxygen enriched combustion[J]. Electric Power Engineering Technology, 2023(3): 139-148.

[16] 崔杨, 曾鹏, 仲悟之, 等. 考虑阶梯式碳交易的电–气–热综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(3): 10-17.
CUI Yang, ZENG Peng, ZHONG Wuzhi, et al. Low-carbon economic dispatch of electricity-gas-heat integrated energy system based on ladder-type carbon trading[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(3): 10-17.

[17] 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.

[18] 闫振靖, 李皓然, 杨欣可, 等. 基于不确定性分析与电价波动的电–氢–热综合能源系统分析[J]. 高压电器, 2024, 60(7): 69-77.
YAN Zhenjing, LI Haoran, YANG Xinke, et al. Analysis of electric-hydrogen-thermal integrated energy system based on uncertainty analysis and electricity tariff fluctuation[J]. High Voltage Apparatus,2024,60(7):69-77.

[19] 刘光宇, 韩东升, 刘超杰, 等. 考虑双重需求响应及阶梯型碳交易的综合能源系统双时间尺度优化调度[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(5): 218-225.
LIU Guangyu, HAN Dongsheng, LIU Chaojie, et al. Dual time scale optimal scheduling of integrated energy system considering dual demand response and stepped carbon trading[J].Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(5): 218-225.

[20] 王利猛, 刘永宁, 许成哲. 考虑碳交易机制的源-荷-储协整优化模型[J]. 太阳能学报, 2023, 44(5): 106-112.
WANG Limeng, LIU Yongning, XU Chengzhe. Source-load-storage cointegration optimization model considering carbon trading mechanism[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2023, 44(5): 106-112.