

DOI: 10.20097/j.cnki.issn1007-9904.2024.11.007

计及阶梯式碳交易机制及负荷响应的综合能源系统 优化调度模型

唐 晓,袁 飞*,代 勇,刘文明,张 寒

(国网泰安供电公司,山东 泰安 271000)

摘要:“双碳”目标背景下,为提高清洁能源的利用,减少系统的碳排放,建立一种计及阶梯式碳交易机制、电转气两阶段运行、CHP热电比可调及负荷需求响应协调运行的综合能源系统模型。首先,建立阶梯式碳交易机制函数;其次,构建电解槽、甲烷反应器、氢燃料电池等组件的模型及约束条件;最后,对用户负荷需求响应进行分析,进一步提高系统的经济效益。在此基础上,建立以购能成本、碳排放成本、弃风/弃光成本最低作为综合能源系统的目标函数,并设置多个情景,运用CPLEX求解器求解混合整数线性问题,验证所构建模型的有效性。研究表明:阶梯式碳交易模型可以更好地限制系统的碳排放;通过细化电转气的两阶段运行,可增加氢能的使用场景,有效提高能源利用率,减少能源传递过程损耗。

关键词:“双碳”目标;综合能源系统;阶梯式碳交易机制;负荷响应;优化调度

中图分类号:TM71

文献标志码:A

文章编号:1007-9904(2024)11-0074-11

Optimal Scheduling of Comprehensive Energy Systems Considering Tiered Carbon Trading Mechanism and Load Response

TANG Xiao, YUAN Fei*, DAI Yong, LIU Wenming, ZHANG Han

(State Grid Tai'an Power Supply Company, Tai'an 271000, China)

Abstract: Under the background of "double carbon target", in order to improve the use of clean energy and reduce the carbon emissions of the system, in this paper, an integrated energy system model is developed that takes into account the stepped carbon trading mechanism, two-stage electricity-to-gas operation, adjustable CHP ratio and coordinated load demand response. Firstly, the function of stepped carbon trading mechanism is established; secondly, the models and constraints for components such as electrolyze, methane reactor and hydrogen fuel cell are constructed; finally, the user load demand response is analyzed to further improve the economic efficiency of the system. On this basis, this paper establishes the lowest cost of energy purchase, carbon emission cost, and wind/light abandonment cost as the objective function of the integrated energy system, and sets up several scenarios to solve mixed-integer linear problems by using the CPLEX solver to verify the effectiveness of the constructed model. It is shown that the stepped carbon trading model can better limit the carbon emissions of the system; while the refinement of the two-stage operation of the electricity-to-gas conversion can increase the use scenarios of hydrogen energy, effectively improve the energy utilization rate, and then reduce the loss of the energy transfer process.

Keywords: "dual carbon" goals; integrated energy system; stepwise carbon trading mechanism; load response; optimized scheduling

0 引言

当前,全球气温升高及能源危机等问题备受各国关注^[1],为有效应对气候变化挑战,各国纷纷采取

碳市场机制等措施。随着新能源技术的大力发展,综合能源系统(integrated energy system, IES)被认为是提高新能源使用比重、实现低碳减排目标的支撑技术^[2]。由于能源生产、转换和消费的复杂性及不同能源间的相互影响,IES调度优化在碳排放管理中起着至关重要的作用,同时也面临着巨大挑战。因此,深入研究如何最大程度地发挥IES的低碳潜力,

基金项目:国网山东省电力公司科技项目(520609220002)。
Science and Technology Project of State Grid Shandong Electric Power Company(520609220002)。

对工程应用领域具有重要意义^[3]。

IES的优势为可实现多能源之间的协调规划、优化运行、最佳化能源的分配和使用,降低能源成本。文献[4]构建一个相对简单的电热综合能源系统,利用CPLEX优化软件求得系统各部分的出力,但并未考虑气负荷;文献[5]构建了电-热-气负荷的典型系统,但是模型较为简单,且约束条件中未考虑可控电源的爬坡约束。现有研究多以IES的经济效益为目标进行分析^[6-7]。也有文献探究系统的碳排放问题,文献[8]构建的IES引入碳捕集装置,构建风-氢等低碳能源系统的优化配置模型,但未纳入碳交易市场;文献[9]考虑碳排放的成本,探析碳交易机制对IES的影响,但其构建的碳交易机制模型为线性函数,线性模型的碳交易价格以碳基价定值进行计算,不能充分发挥碳惩罚的特点来优化系统运行。文献[10]提出阶梯式碳交易模型,结果表明,相比于简单的碳交易模型,可以进一步限制系统碳排放。文献[11]基于价格弹性矩阵法,提出电-气-热负荷的综合需求响应模型。

IES的另一优势为促进清洁能源消纳。文献[12]提出运用P2G(power to gas)将多余的清洁能源转化为天然气,提高风能利用率;文献[13]提出一种基于阶梯式碳交易机制的CHP(combined heat and power)-CCUS(carbon capture utilization and storage)-P2G低碳经济调度模型;文献[14]构建P2G、CCS(carbon capture and storage)、HFC(hydrogen fuel cell)联合运行框架,并提出“以气定热”的建模方式;但是传统P2G的效率较低^[15],文献[15]研究表明电转天然气的效率仅为55%左右,但电转氢气的效率可达80%,因此电制氢的效率远高于电转天然气的效率。进一步,电转气技术包括电制氢与氢转甲烷两个步骤,区域IES对于电制氢气可通过氢燃料电池进行热电生产供用户使用,或通过储氢装置进行存储。氢气甲烷化过程须吸收CO₂,减少系统部分CO₂的排放,从而提高系统的经济性,故细化电转气模型具有重要意义。

综上,现有IES优化调度研究模型较为简单,且鲜有研究电转气的两阶段运行特征。同时,尚未有文献对阶梯式碳交易机制、P2G两阶段运行、CHP热电比可调、负荷响应协同运行对IES影响的研究。因此,考虑各分布式机组的出力特性,各机组的运行约束以及电、热、气、氢、储能元件的充电、放电特性,建

立一个含风机、光伏、热电联产机组、燃气锅炉、储能的IES,采用CPLEX求解器获得各机组及储能的出力,实现系统的经济性最佳及碳排放最少的效果。

1 综合能源系统数学模型

1.1 综合能源系统结构

所研究IES结构配置及能量流动如图1所示。系统包括:风机(wind turbine, WT)、光伏(photovoltaic, PV)、CHP、HFC、电解槽(electric tank, EL)、甲烷反应器(methane reactor, MR)、燃气锅炉(gas boiler, GB)、电储能(electrical energy storage, ES)、热储能(heat storage, HS)、气储能(gas storage, GS)、氢储能(hydrogen energy storage, HS)等。



图1 IES运行图

Fig.1 IES operation diagram

1.2 热电联产模型

CHP既可发电,也可产热。天然气燃烧时驱动燃气轮机发电,此过程排出高温烟气,经处理后可供于热负荷。CHP的工作模型可用式(1)表示^[16]。

$$\begin{cases} P_{\text{CHP}_e}(t) = \eta_{\text{CHP}}^e P_{\text{g_CHP}}(t) \\ P_{\text{CHP}_h}(t) = \eta_{\text{CHP}}^h P_{\text{g_CHP}}(t) \\ P_{\text{g_CHP}}^{\min} \leq P_{\text{g_CHP}}(t) \leq P_{\text{g_CHP}}^{\max} \\ \Delta P_{\text{g_CHP}}^{\min} \leq P_{\text{g_CHP}}(t+1) - P_{\text{g_CHP}}(t) \leq \Delta P_{\text{g_CHP}}^{\max} \\ \kappa_{\text{CHP}}^{\min} \leq P_{\text{CHP}_h}(t)/P_{\text{CHP}_e}(t) \leq \kappa_{\text{CHP}}^{\max} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_{g_CHP}(t)$ 为 t 时段 CHP 消耗的天然气功率; $P_{CHP_e}(t)$ 和 $P_{CHP_h}(t)$ 分别为 t 时段 CHP 产生的电能和热能; η_{CHP}^e 和 η_{CHP}^h 分别为 CHP 的发电效率和产热效率; $P_{g_CHP}^{max}$ 和 $P_{g_CHP}^{min}$ 分别为 CHP 消耗天然气功率的上限、下限; $\Delta P_{g_CHP}^{max}$ 和 $\Delta P_{g_CHP}^{min}$ 分别为 CHP 爬坡的上限、下限; κ_{CHP}^{max} 和 κ_{CHP}^{min} 分别为 CHP 热电比上限、下限。

1.3 P2G 两阶段运行模型

传统 P2G 技术通过将多余的可再生能源(如风能、太阳能等)转化为氢气或合成天然气,从而实现能源的长期储存和有效利用。本文将 P2G 的运行划分为两个阶段,减少过程中的能量损耗。P2G 两阶段运行过程如图 2 所示。

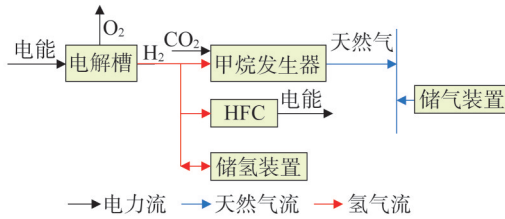


图2 P2G 两阶段运行过程

Fig.2 Two stage operation process of P2G

首先,电解槽消耗电能转化为氢能,一部分氢能供给甲烷发生器,并与 CO_2 反应,合成天然气,满足气负荷的需求;一部分氢能输送到氢燃料电池,产生电能和热能,剩余部分存储到储氢装置。HFC 可将氢能转化为电能和热能,扩大了氢能的利用场景,且有以下优势:直接通过 HFC 消耗氢能转化电能、热能,与氢能转化为天然气,再通过燃气锅炉或燃气轮机产生热能,减少了能量损耗,且 HFC 整个转化过程不产生 CO_2 。P2G 两阶段运行模型可由式(2)一式(4)表示。

1.3.1 EL 模型

EL 设备的数学模型为

$$\begin{cases} P_{EL_H_2}(t) = \eta_{EL} P_{e_EL}(t) \\ P_{e_EL}^{min} \leq P_{e_EL}(t) \leq P_{e_EL}^{max} \\ \Delta P_{e_EL}^{min} \leq P_{e_EL}(t+1) - P_{e_EL}(t) \leq \Delta P_{e_EL}^{max} \end{cases} \quad (2)$$

式中: $P_{e_EL}(t)$ 和 $P_{EL_H_2}(t)$ 分别为 EL 在 t 时刻消耗的电能和生成的氢能; η_{EL} 为 EL 的电-氢转化效率; $P_{e_EL}^{max}$ 和 $P_{e_EL}^{min}$ 分别为输入 EL 的电能上限、下限; $\Delta P_{e_EL}^{max}$ 和 $\Delta P_{e_EL}^{min}$ 分别为 EL 爬坡的上限、下限。

1.3.2 MR 模型

MR 设备的数学模型为

$$\begin{cases} P_{MR_g}(t) = \eta_{MR} P_{H_2_MR}(t) \\ P_{H_2_MR}^{min} \leq P_{H_2_MR}(t) \leq P_{H_2_MR}^{max} \\ \Delta P_{H_2_MR}^{min} \leq P_{H_2_MR}(t+1) - P_{H_2_MR}(t) \leq \Delta P_{H_2_MR}^{max} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $P_{H_2_MR}(t)$ 和 $P_{MR_g}(t)$ 分别为 MR 在 t 时刻消耗的氢能和输出的天然气功率; η_{MR} 为 MR 的氢-气转化效率; $P_{H_2_MR}^{max}$ 和 $P_{H_2_MR}^{min}$ 分别为输入 MR 设备的氢功率最大值和最小值; $\Delta P_{H_2_MR}^{max}$ 和 $\Delta P_{H_2_MR}^{min}$ 分别为 MR 爬坡的上限、下限。

1.3.3 HFC 模型

HFC 设备的数学模型为

$$\begin{cases} P_{HFC_e}(t) = \eta_{HFC}^e P_{H_2_HFC}(t) \\ P_{HFC_h}(t) = \eta_{HFC}^h P_{H_2_HFC}(t) \\ P_{H_2_HFC}^{min} \leq P_{H_2_HFC}(t) \leq P_{H_2_HFC}^{max} \\ \Delta P_{H_2_HFC}^{min} \leq P_{H_2_HFC}(t+1) - P_{H_2_HFC}(t) \leq \Delta P_{H_2_HFC}^{max} \\ \kappa_{HFC}^{min} \leq P_{HFC_h}(t)/P_{HFC_e}(t) \leq \kappa_{HFC}^{max} \end{cases} \quad (4)$$

式中: $P_{H_2_HFC}(t)$ 、 $P_{HFC_e}(t)$ 和 $P_{HFC_h}(t)$ 为 t 时段 HFC 消耗的天然气功率、产生的电能和热能; η_{HFC}^e 和 η_{HFC}^h 分别为 HFC 的发电效率和产热效率; $P_{H_2_HFC}^{max}$ 和 $P_{H_2_HFC}^{min}$ 分别为 HFC 消耗氢能的上限、下限; $\Delta P_{H_2_HFC}^{max}$ 和 $\Delta P_{H_2_HFC}^{min}$ 分别为 HFC 爬坡上限、下限; κ_{HFC}^{max} 和 κ_{HFC}^{min} 分别为 HFC 热电比的上限、下限^[14]。

1.4 阶梯式碳交易模型

碳交易机制旨在通过经济手段推动碳减排。政府或相关机构为每一个碳排放源设定一个固定的碳排放限额,企业根据自身的限额进行生产,若实际碳排放大于分配的碳排放限额,则需要从碳排放市场购买碳排放配额,反之则可售卖剩余配额。阶梯式碳交易模型即将碳排放权划分为不同的阶梯,每个阶梯设置不同的价格和排放限额。阶梯型碳交易机制可以更加精细地管理碳排放,交易机制主要内容如下。

1.4.1 碳排放配额模型

所研究系统的碳排放源为:电网购电、GB 和 CHP,上级购电默认为燃煤机组发电。GB 仅产热,CHP 不仅产热还发电,根据总的等效发热为其配备碳排放额度, t 时刻 IES 的碳排放配额如式(5)所示。

$$\begin{cases} E_{\text{IES}} = E_{\text{e_buy}} + E_{\text{GB}} + E_{\text{CHP}} \\ E_{\text{e_buy}} = \chi_{\text{e}} \sum_{t=1}^T P_{\text{e_buy}}(t) \\ E_{\text{GB}} = \chi_{\text{g}} \sum_{t=1}^T P_{\text{GB}}(t) \\ E_{\text{CHP}} = \chi_{\text{g}} \sum_{t=1}^T (\varphi P_{\text{CHP_e}}(t) + P_{\text{CHP_h}}(t)) \end{cases} \quad (5)$$

式中: E_{IES} 为 IES 总碳排放配额; $E_{\text{e_buy}}$ 为向上级电网购电时默认由燃煤机组发电构成的碳排放配额; E_{GB} 和 E_{CHP} 分别为 GB 和 CHP 的碳排放配额; χ_{e} 为单位电量的碳排放份额, 取值为 0.798 t/MWh; χ_{g} 为天然气碳排放配额, 取值为 0.385 t/MWh; φ 为电量的折算系数^[17]; T 为系统的调度周期。

1.4.2 实际碳排放模型

IES 系统实际碳排放模型为

$$\begin{cases} E_{\text{IES},a} = E_{\text{e_buy},a} + E_{\text{GB},a} + E_{\text{CHP},a} - E_{\text{MR},a} \\ E_{\text{e_buy},a} = \chi_{\text{e}-a} \sum_{t=1}^T P_{\text{e_buy},a}(t) \\ E_{\text{GB},a} = \chi_{\text{g}-a} \sum_{t=1}^T P_{\text{GB},a}(t) \\ E_{\text{CHP},a} = \chi_{\text{g}-a} \sum_{t=1}^T (\varphi P_{\text{CHP_e},a}(t) + P_{\text{CHP_h},a}(t)) \\ E_{\text{MR},a} = \bar{\omega} \sum_{t=1}^T P_{\text{MR},a}(t) \end{cases} \quad (6)$$

式中: $E_{\text{IES},a}$ 、 $E_{\text{GB},a}$ 和 $E_{\text{CHP},a}$ 分别为 IES、GB 和 CHP 的实际碳排放量; $E_{\text{e_buy},a}$ 为向电网购电默认由燃煤机组发电构成的实际碳排放量; $E_{\text{MR},a}$ 为 MR 吸收的 CO₂ 量, $\bar{\omega}$ 为 MR 氢-天然气吸收 CO₂ 的系数^[18]; $\chi_{\text{e}-a}$ 、 $\chi_{\text{g}-a}$ 分别为电力系统、天然气系统各对应机组实际消耗能源的碳排放系数。

1.4.3 阶梯型碳交易模型

阶梯型碳交易模型为

$$E_{\text{gap}} = E_{\text{IES},a} - E_{\text{IES}} \quad (7)$$

式中: E_{gap} 为 IES 需额外购买的碳排放配额。

与传统的碳交易机制相比, 阶梯型碳交易机制可以更进一步地限制碳排放。当系统的实际碳排放较多时, 则需要增加碳排放额外的购买量, 购买量越多, 交易的基础价格越高, 支付的碳排放配额费用越高。阶梯型碳交易成本如式(8)所示。

$$f_{\text{CO}_2}^{\text{price}} = \begin{cases} \tau E_{\text{gap}}, E_{\text{gap}} \leq \delta \\ \tau \delta + \lambda(1+\alpha)(E_{\text{gap}} - \delta), \delta < E_{\text{gap}} \leq 2\delta \\ \tau(2+\alpha)\delta + \lambda(1+2\alpha)(E_{\text{gap}} - 2\delta), 2\delta < E_{\text{gap}} \leq 3\delta \\ \tau(3+3\alpha)\delta + \lambda(1+3\alpha)(E_{\text{gap}} - 3\delta), 3\delta < E_{\text{gap}} \leq 4\delta \\ \tau(4+6\alpha)\delta + \lambda(1+4\alpha)(E_{\text{gap}} - 4\delta), E_{\text{gap}} > 4\delta \end{cases} \quad (8)$$

式中: $f_{\text{CO}_2}^{\text{price}}$ 为 IES 阶梯型碳排放的购买成本; τ 为碳交易基础价格; α 为碳交易价格增长率; δ 为碳交易的区间长度。

1.5 多时段负荷的削减和转移模型

能源供给侧和负荷侧的双向互动可以通过需求响应来实现。需求响应指用户根据不同的电价或激励机制调整自身的用能行为, 从而优化负荷曲线, 提升系统的运行效率^[9]。分时电价的负荷响应模型为^[19]

$$\begin{cases} \mathbf{d}' = \mathbf{d} + \boldsymbol{\lambda} \times \mathbf{d} \\ \boldsymbol{\lambda} = \begin{bmatrix} \lambda_{ff} & -\lambda_{fp} & -\lambda_{fg} \\ \lambda_{fp} & \lambda_{pp} & -\lambda_{pg} \\ \lambda_{fg} & \lambda_{pg} & \lambda_{gg} \end{bmatrix} \end{cases} \quad (9)$$

式中: $\mathbf{d}'$ 和 $\mathbf{d}$ 分别为需求响应前、后的负荷消耗矩阵; $\boldsymbol{\lambda}$ 为负荷需求响应矩阵, 若日负荷曲线取值 24 个点, 则矩阵 $\boldsymbol{\lambda}$ 的格式为 24×24; λ_{ff} 、 λ_{fp} 和 λ_{fg} 分别为不同时段负荷转移和削减的比例系数, 对应计算如式(10)所示。

$$\begin{cases} \lambda_{ff} = k_f E_L(i), & \forall i \in T_f \\ \lambda_{pp} = 0, & \forall i \in T_p \\ \lambda_{gg} = k_g E_L(i), & \forall i \in T_g \\ \lambda_{fp} = k_f E_L(i, j), & \forall i \in T_g, j \in T_p \\ \lambda_{fg} = (k_f - k_g) E_L(i, j), & \forall i \in T_f, j \in T_g \\ \lambda_{pg} = -k_g E_L(i, j), & \forall i \in T_p, j \in T_g \end{cases} \quad (10)$$

式中: T_f 、 T_p 和 T_g 分别为负荷的峰、平、谷时段; k_f 和 k_g 的数值由分时电价的涨幅和下降确定; $E_L(i)$ 和 $E_L(i, j)$ 取值如表 1 所示^[20]。

表 1 需求弹性系数
Table 1 Coefficient of demand elasticity

时段	谷时段	平时段	峰时段
谷时段	-0.2	0.02	0.04
平时段	0.02	-0.2	0.02
峰时段	0.04	0.02	-0.2

2 IES运行优化模型

2.1 目标函数

以IES的能源购买消费 $f_{\text{buy}}^{\text{price}}$ 、阶梯式碳交易成本 $f_{\text{co}_2}^{\text{price}}$ 、弃风/弃光成本 $f_{\text{DG_cut}}^{\text{price}}$ 之和最小作为优化目标。目标函数如式(11)所示。

$$F = \min(f_{\text{buy}}^{\text{price}} + f_{\text{co}_2}^{\text{price}} + f_{\text{DG_cut}}^{\text{price}}) \quad (11)$$

2.1.1 能源购买消费

能源购买费用可由式(12)确定。

$$f_{\text{buy}}^{\text{price}} = \sum_{t=1}^T \gamma_t P_{\text{e_buy}}(t) + \sum_{t=1}^T \theta_t P_{\text{g_buy}}(t) \quad (12)$$

式中: γ_t 和 θ_t 分别为 t 时段的电价和气价。

2.1.2 阶梯式碳交易成本

阶梯式碳交易成本如式(8)所示。

2.1.3 弃风、弃光成本

弃风和弃光成本为

$$\begin{cases} f_{\text{WT_cut}}^{\text{price}} = \zeta_{\text{WT}} \sum_{t=1}^T P_{\text{WT_cut}} \\ f_{\text{PV_cut}}^{\text{price}} = \zeta_{\text{PV}} \sum_{t=1}^T P_{\text{PV_cut}} \end{cases} \quad (13)$$

式中: ζ_{WT} 和 ζ_{PV} 分别为单位弃风和弃光惩罚成本; $P_{\text{WT_cut}}$ 和 $P_{\text{PV_cut}}$ 分别为 t 时段的弃风和弃光功率。

2.2 运行约束

2.2.1 CHP、EL、MR、HFC模型

CHP、EL、MR、HFC模型运行约束条件详见2.1节。

2.2.2 风电、光伏约束

风电、光伏约束为

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{WT}}(t) \leq P_{\text{WT}}^{\max} \\ 0 \leq P_{\text{PV}}(t) \leq P_{\text{PV}}^{\max} \end{cases} \quad (14)$$

式中: $P_{\text{WT}}(t)$ 和 $P_{\text{WT}}^{\max}$ 分别为 t 时段风机输出功率和风机输出功率最大值; $P_{\text{PV}}(t)$ 和 $P_{\text{PV}}^{\max}$ 分别为 t 时段光伏输出功率及其最大值。

2.2.3 燃气锅炉模型

GB通过燃烧天然气产生热能,以满足系统所需的热负荷。GB的运行模型为

$$\begin{cases} P_{\text{GB_h}}(t) = \eta_{\text{GB}} P_{\text{g_GB}}(t) \\ P_{\text{g_GB}}^{\min} \leq P_{\text{g_GB}}(t) \leq P_{\text{g_GB}}^{\max} \\ \Delta P_{\text{g_GB}}^{\min} \leq P_{\text{g_GB}}(t+1) - P_{\text{g_GB}}(t) \leq \Delta P_{\text{g_GB}}^{\max} \end{cases} \quad (15)$$

式中: η_{GB} 为燃气锅炉的气-热转化效率; $P_{\text{g_GB}}(t)$ 为 t 时刻GB消耗的功率; $P_{\text{g_GB}}^{\max}$ 和 $P_{\text{g_GB}}^{\min}$ 分别为GB消耗功

率的上限、下限; $\Delta P_{\text{g_GB}}^{\max}$ 和 $\Delta P_{\text{g_GB}}^{\min}$ 分别为GB爬坡的上限、下限。

2.2.4 储能模型

因电、热、气储能设备模型相似,故本文对氢储能设备建模,采用和电热气储能一致的模型。储能模型为

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{ES_x}}^{\text{cha}}(t) \leq B_{\text{ES_x}}^{\text{cha}}(t) P_{\text{ES_x}}^{\max} \\ 0 \leq P_{\text{ES_x}}^{\text{dis}}(t) \leq B_{\text{ES_x}}^{\text{dis}}(t) P_{\text{ES_x}}^{\max} \\ S_x(t) = S_x(t-1) + (P_{\text{ES_x}}^{\text{cha}}(t) \eta_{\text{ES_x}}^{\text{cha}} - P_{\text{ES_x}}^{\text{dis}}(t) \eta_{\text{ES_x}}^{\text{dis}}) / P_{\text{ES_x}}^{\text{cap}} \\ S_x(1) = S_x(24) \\ B_{\text{ES_x}}^{\text{cha}}(t) + B_{\text{ES_x}}^{\text{dis}}(t) = 1 \\ S_x^{\min} \leq S_x(t) \leq S_x^{\max} \end{cases} \quad (16)$$

式中: $P_{\text{ES_x}}^{\text{cha}}(t)$ 和 $P_{\text{ES_x}}^{\text{dis}}(t)$ 分别为第 x 类储能设备在 t 时间段的充电、放电功率; $B_{\text{ES_x}}^{\text{cha}}(t)$ 、 $B_{\text{ES_x}}^{\text{dis}}(t)$ 为二进制变量,表示各储能设备的充电、放电状态,即: $B_{\text{ES_x}}^{\text{cha}}(t)=1$ 、 $B_{\text{ES_x}}^{\text{dis}}(t)=0$ 表示第 x 类储能设备处于充能状态, $B_{\text{ES_x}}^{\text{cha}}(t)=0$ 、 $B_{\text{ES_x}}^{\text{dis}}(t)=1$ 表示第 x 类储能设备处于放能状态; $S_x(t)$ 为第 x 类储能装置在 t 时段的容量; $P_{\text{ES_x}}^{\text{cap}}$ 为第 x 类储能设备的额定容量; $S_x^{\min}$ 和 $S_x^{\max}$ 分别为第 x 类储能设备容量的最小值和最大值。

2.2.5 电功率平衡约束

鉴于新能源出力的随机性和波动性,以及缓解上级电网的压力,本文不考虑向上级电网售电状况。电功率平衡约束为

$$\begin{cases} P_{\text{e_buy}}(t) = P_{\text{e_Load}}(t) + P_{\text{e_EL}}(t) + P_{\text{ES_e}}^{\text{cha}}(t) - P_{\text{ES_e}}^{\text{dis}}(t) - P_{\text{WT}}(t) - P_{\text{PV}}(t) - P_{\text{HFC_e}}(t) - P_{\text{CHP_e}}(t) \\ 0 \leq P_{\text{e_buy}}(t) \leq P_{\text{e_buy}}^{\max} \end{cases} \quad (17)$$

2.2.6 热功率平衡约束

热功率平衡约束为

$$P_{\text{HFC_h}}(t) + P_{\text{CHP_h}}(t) + P_{\text{GB_h}}(t) = P_{\text{h_Load}}(t) + P_{\text{ES_h}}^{\text{cha}}(t) - P_{\text{ES_h}}^{\text{dis}}(t) \quad (18)$$

2.2.7 天然气平衡约束

天然气平衡约束为

$$\begin{cases} P_{\text{g_buy}}(t) = P_{\text{g_Load}}(t) + P_{\text{g_CHP}}(t) + P_{\text{g_GB}}(t) + P_{\text{ES_g}}^{\text{cha}}(t) - P_{\text{ES_g}}^{\text{dis}}(t) - P_{\text{MR_g}}(t) \\ 0 \leq P_{\text{g_buy}}(t) \leq P_{\text{g_buy}}^{\max} \end{cases} \quad (19)$$

2.2.8 氢平衡

氢平衡约束为

$$P_{\text{EL_H}_2}(t) = P_{\text{H}_2\text{-MR}}(t) + P_{\text{H}_2\text{-HFC}}(t) + P_{\text{ES_H}_2}^{\text{cha}}(t) - P_{\text{ES_H}_2}^{\text{dis}}(t) \quad (20)$$

2.3 模型求解

上述所构建的IES模型为混合整数线性模型,在MATLAB中采用Yalmip调用CPLEX商业求解器对模型进行求解。

3 算例分析

为验证本文模型的有效性,以一天24 h为一个调度周期,选取案例进行研究。IES内部的新能源出力预测结果与内部的各种负荷需求如图3所示,各时间段分时电价如表2所示,天然气价格取0.35元/kWh,单位弃风成本和弃光成本均为0.2元/kWh,表3和表4为各设备参数。

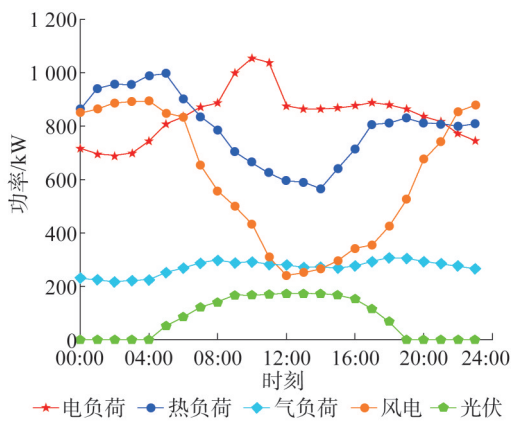


图3 负荷数据图
Fig.3 Load data diagram

表2 分时电价
Table 2 Time of use tariff

时段	电价/(元/kWh)
00:00—08:00	0.38
08:00—12:00	0.68
12:00—15:00	1.20
15:00—19:00	0.68
19:00—23:00	1.20
23:00—24:00	0.38

3.1 碳交易机制分析

本文取阶梯式碳交易的碳基价为0.25元/kg,价格增长率为25%,碳交易区间长度为2 000 kg。同时,算例设置如下4种情景。

情景1:目标函数中不考虑碳交易成本,仅设置

弃风、弃光成本和购能成本,日运行成本中考虑系统进行传统碳交易方式。

情景2:目标函数中不考虑碳交易成本,仅设置弃风、弃光成本和购能成本,日运行成本中考虑系统进行阶梯式碳交易方式。

情景3:在弃风、弃光成本和购买能源成本的基础上,目标函数再纳入传统的碳排放成本,且碳交易价格统一设置为碳基价,即日运行成本中考虑系统进行传统碳交易方式。

情景4:目标函数设定为阶梯式碳交易成本、弃风、光成本和购能成本,与情景3形成对比,探究阶梯式碳交易机制对于系统的影响。

4种情景的调度结果如表5和表6所示。

表3 设备参数
Table 3 Parameters of equipment

设备	容量/kW	能量转换效率/%	爬坡约束/%
CHP	600	90	20
EL	500	80	20
MR	250	60	20
HFC	250	95	20
GB	800	95	20

表4 储能参数
Table4 Parameters of energy storage

储能类型	容量/kW	容量下限约束/%	容量上限约束/%	爬坡约束/%
电储能	450	10	90	20
热储能	500	10	90	20
气储能	150	10	90	20
氢储能	200	10	90	20

表5 情景1与情景2效益对比
Table 5 Comparison of benefits between scenario 1 and scenario 2

参数	参数计算值	
	情景1	情景2
碳排放量/kg	24 686.44	24 686.44
碳交易成本/元	2 262.91	4 525.83
购电成本/元	0	0
购气成本/元	4 091.66	4 091.66
弃风成本/元	0	0
弃光成本/元	0	0
总成本/元	6 354.57	8 617.49

表6 考虑阶梯式碳交易机制前后效益对比
Table 6 Comparison of benefits before and after considering a tiered carbon trading mechanism

参数	参数值	
	情景3	情景4
碳排放量/kg	18 645.85	18 503.18
碳交易成本/元	1 637.45	2 160.65
购电成本/元	843.04	967.37
购气成本/元	3 462.93	3 403.89
弃风成本/元	0	0
弃光成本/元	0	0
总成本/元	5 943.42	6 531.91

由表5、表6可知,情景1和2的结果除了碳交易成本外,其余结果均相同,分析原因为两种情景的目标函数相同,均未考虑碳交易成本,且各设备的建模、约束条件都相同,故系统在满足约束条件时,最小化目标函数得到的是相同的设备出力;碳交易成本不同是因为情景2的碳交易成本中考虑了阶梯型价格,而情景1仅考虑了固定碳交易基价。情景1与情景3的碳交易方式相同,且情景3中目标函数对碳交易成本进行约束,故情景3的碳排放量明显减少,系统减少的碳排放成本明显高于系统增加的购能成本,故总成本低于情景1。情景3比情景2的碳排放量减少6 040.59 kg,降低24.5%;情景4比情景2的碳排放量减少了6 183.26 kg,降低25%,即情景4相比情景3的碳排放量仍有所降低。这是因为情景4和情景3的目标函数都考虑了碳排放成本,因此系统求解时,会使这部分的数值最小化,使得系统的碳排放量显著减少。可见,考虑阶梯式碳交易机制能够有效约束系统的碳排放量,达到减排的目的。

结合24 h的电价与气价可知,各时段的电价都比气价昂贵;又因情景1、情景2的目标函数皆没有考虑碳交易成本,系统为了降低成本,会大量购买天然气,故整体的购能成本最少。但燃烧大量天然气也会造成系统排放大量的CO₂,因此需向外界购买更多的碳排放配额。结合实际的碳排放模型可知,仅考虑一种能源燃烧,只要超过一个平衡线,再燃烧天然气会使系统的碳排放量远远高于燃烧两种能源消耗的碳排放量。故情景2碳排放量远远多于另外两个情景,额外购买了大量的碳排放配额也使得总成本最大。

情景3考虑了碳交易的费用。尽管购气价格低于购电价格,但在情景2中,系统大量燃烧天然气,碳排放量激增,从而导致天然气燃烧产生的碳排放费用远高于通过购气代替购电所节省的购能成本。因此,与情景2相比,情景3减少购气量,增加购电量。在情景4中,纳入了阶梯式碳交易机制,其碳排放配额的价格以25%增长率呈阶梯状递增。为获得最少的总成本,系统须进一步降低碳排放量,从而减少碳排放费用。这使得情景4的购气成本再次减少,同时再次增加购电量,使系统进入一个新的稳定状态。

比较四种情景的总成本可以得出:情景1和情景2虽具有较低的购能成本,但目标函数没有考虑碳交易成本,导致系统排放过多的CO₂,须从市场购买超额的碳排放配额,从而使得情景2的总成本最高。虽然情景3购能成本增加,但由于碳排放成本减少且碳排放基价是固定数值,不论系统的碳排放多少,购买碳配额的价格仅按基价计算,因此碳交易成本较低,总成本最小化。情景4的成本虽比情景3增加了588.49元,但系统的碳排放量也进一步得到了控制,说明阶梯式碳交易机制下能够进一步地优化系统的运行成本。

3.2 不同碳交易机制参数下的效益分析

碳交易成本函数的影响参数主要包括碳交易基价 τ 、价格增长率 α 、区间长度 δ ,与式(8)中的变量保持一致。为探究不同的碳交易函数的参数对系统的影响,分别讨论3种参数对系统的影响。其中,碳交易基价、价格增长率和区间长度对IES的影响分别如图4—图6所示。

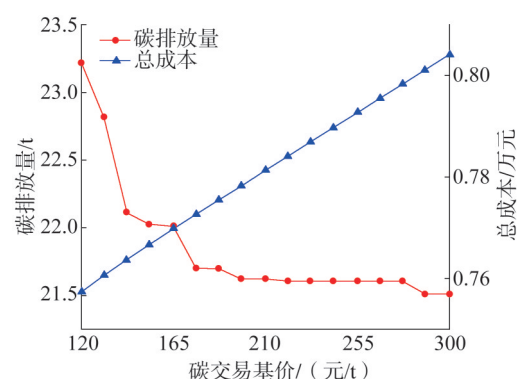


图4 碳交易基价对于综合能源系统影响

Fig.4 Impact of carbon trading base price on comprehensive energy system

本文模拟仿真中, τ 、 α 和 δ 三个参数之间相互独立,其初始值分别为0.25元/kg、25%、2 000 kg。图4中, α 和 δ 值分别取前文中的设定值25%和2 000 kg;图5中, τ 和 δ 值分别取前文中的设定值0.25元/kg和2 000 kg;图6中, τ 和 α 值分别取前文中的设定值0.25元/kg和25%。由式(6)和式(12)分别求得IES的碳排放量和总成本。

由图4可知,当采用更高的碳交易基价时,系统总成本稳步升高。为获得较小的目标成本,求解器就会降低碳交易成本,因此系统的碳排放量不断下降。此外,当系统的碳交易基价大于210元/t时,系统的碳排放量变化幅度甚微,系统达到稳定的状态,碳排放水平也逐步稳定。

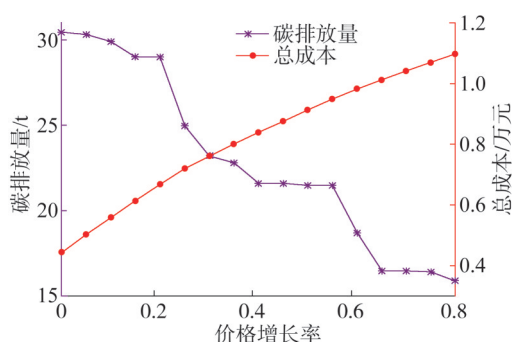


图5 价格增长率对于综合能源系统影响

Fig.5 Impact of price growth rate on comprehensive energy system

由图5可知,随着价格增长率的提高,碳交易成本也随之提高,因此将选择调整系统内部设备出力来减少碳排放。当价格增长率大于0.4且小于0.55时,设备出力及碳排放量变化趋于稳定;当价格增长率大于0.6时,此时碳排放量进一步降低,但因为价格增长率的大幅度提高,总成本也持续增长。

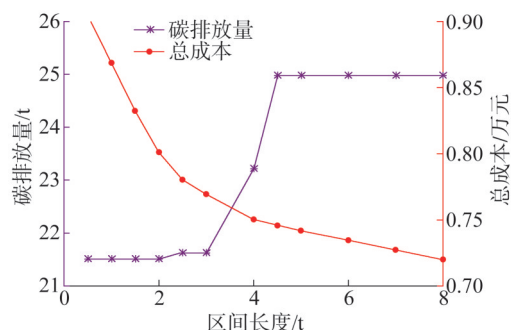


图6 区间长度对于综合能源系统影响

Fig.6 Impact of interval length on comprehensive energy system

由图6可知,当区间长度的范围在(0.5t,3t)之间时,由于区间长度较小,碳排放基价以阶梯价格增加,直接导致碳交易成本增加。当区间长度的范围在(3t,5t)之间时,此时区间的长度范围已经较大,使得碳交易价格逐渐处于较低的梯度。因此,碳交易成本减小,激励了碳排放量在一定程度上增加。当区间长度在(4.5t,8t]范围时,碳排放量主要由基价和第一梯度价位进行交易,区间长度的大小对碳排放量的影响较小,因此系统的碳排放量又重新达到一个稳定状态。综上,随着区间长度逐渐增大,系统的碳交易成本逐渐减小,进而促使总成本逐渐下降。而碳交易成本降低则一定程度上刺激碳排放增加,但由于系统内部固有负荷需求和逐步稳定的碳排放量,最终实现相对平衡的碳排放状态。

3.3 细化P2G碳循环过程

细化P2G的循环过程,可以有效减少能源的过程损耗,减少系统的碳排放量,减少系统的综合运行成本。为体现两阶段运行更具有优势,设置3种情景对比,情景5为IES中不含有电转气设备;情景6为系统中添加传统的P2G设备;情景7为细化P2G的运行阶段,将传统的P2G设备替换成EL、MR、HFC设备。情景5—情景7的运行调度结果如表7所示,电负荷平衡情况分别如图7—图8所示。

表7 细化P2G两阶段运行效益对比
Table 7 Refine the comparison of operational benefits between the two stages of P2G

参数	参数计算值		
	情景5	情景6	情景7
碳排放量/kg	16 716.34	26 154.08	21 631.10
碳交易成本/元	1 853.46	3 490.28	2 482.49
购电成本/元	4 176.56	1 647.35	1 745.05
购气成本/元	9 171.80	3 164.33	3 748.97
弃风成本/元	126.95	0	0
弃光成本/元	0	0	0
总成本/元	15 328.77	8 301.96	7 976.51

对表7及图7—图8进行分析,可得到如下结论:

情景6中,系统增加P2G设备,在风电出力较为充足的时段,P2G设备可将多余的电能转化为天然气,供给气负荷或将天然气存储到储气装置。因此

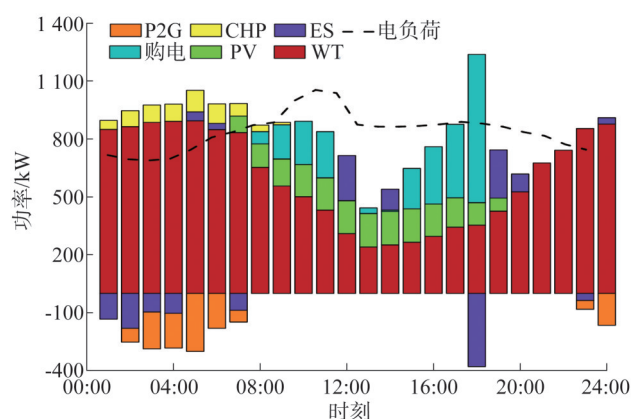


图7 情景6电负荷平衡

Fig.7 Scenario 6 electrical load balancing

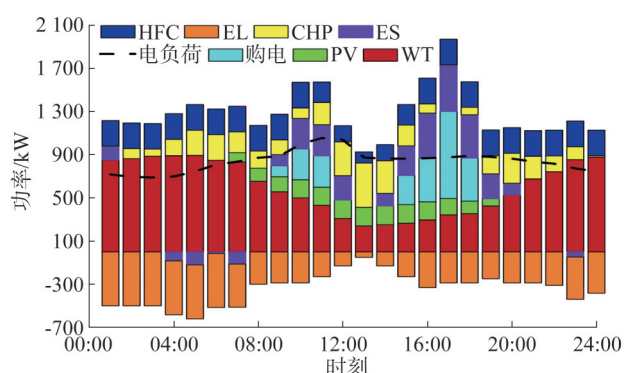


图8 情景7电负荷平衡

Fig.8 Scenario 7 electrical load balancing

电能可被充分利用,避免情景5中的弃风现象,也进一步减少了购买能源的成本,优化了整个综合能源的结构成本。

情景7加入EL、HFC等设备,细化了P2G的运行,其与情景5的弃风情况对比如图9所示。由图8—图9可知,在03:00—04:00及23:00—24:00,情景5出现了弃风的现象,情景7中无弃风状况。由图8可知,在04:00及24:00时刻,EL处于工作状态,将多余的风电进行了消纳,共消纳634.77 kW,故EL设备可以较好地消纳多余的风电。同时,由于EL、HFC的生产效率较高,两个设备也一直处于运行阶段,氢能直接输送到HFC进行热电生产,其氢能功效平衡如图10所示。若MR将氢气转化为天然气,再输送到CHP、GB进行下一步转化,则增加了一步能量转换环节,进而增加能源的损耗。由图10可看出,EL设备一直处于工作状态,持续供应系统的氢能,且优先对HFC进行能源输送,EL、HFC大部分时间处于满发状态。

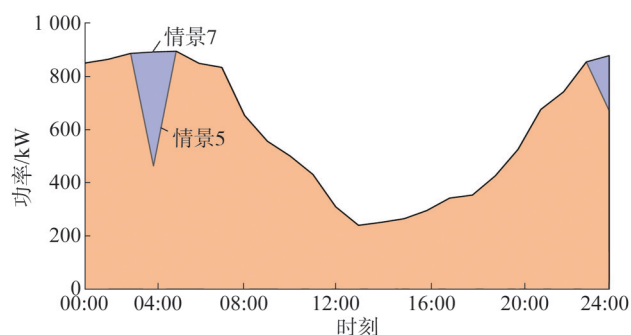


图9 情景5及情景7的弃风情况

Fig.9 Wind curtailment for scenario 5 and scenario 7

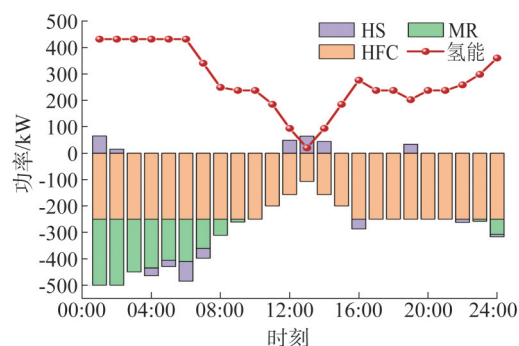


图10 情景7氢能功率平衡图

Fig.10 Scenario 7 diagram of hydrogen power balance

3.4 负荷响应对系统的影响

为体现负荷响应对系统的效益影响,设置情景8:考虑负荷需求响应,与不考虑负荷响应的情景4进行对比,从系统各部分的经济效益和系统的碳排放量等方面进行结果比较,结果如表8和图11所示。

表8 考虑负荷响应对系统效益的影响

Table 8 Comparison of system benefits considering load response

参数	参数值	
	情景4	情景8
碳排放量/kg	18 503.18	18 446.62
碳交易成本/元	2 160.65	2 152.59
购电成本/元	967.37	947.46
购气成本/元	3 403.89	3 398.64
弃风成本/元	0	0
弃光成本/元	0	0
总成本/元	6 531.91	6 498.69

由表8可知,考虑了负荷响应的综合能源系统,不仅系统的碳排放量减少,碳交易成本和购能成本也有所降低。由图11可看出,在电价较高的时段,负荷进行了削减和转移,01:00—8:00、23:00—24:00时段负荷进行了转移,共转移了215.38 kW;10:00—15:00、18:00—22:00时段负荷进行削减,共削减了226.35 kW。01:00—08:00时段的负荷使用升高,起到了一定的削峰填谷的效果。

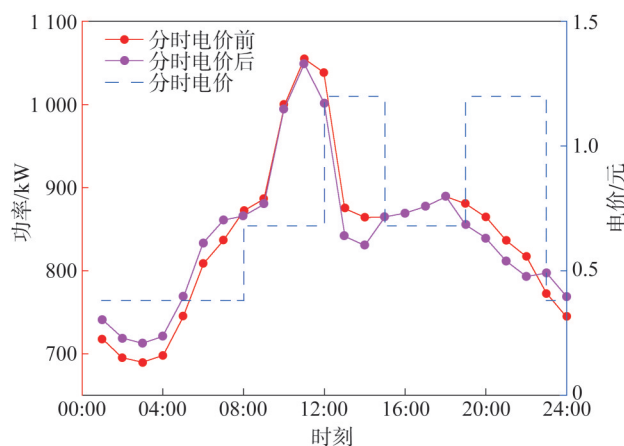


图11 负荷需求响应

Fig.11 Load demand response

4 结论

本文将阶梯式碳交易机制、细化电转气两阶段运行及考虑可调热电比的CHP、HFC模型及负荷需求响应结合,并以低碳经济目标函数为运行策略,得出以下结论。

1)相比于传统碳排放模型,当碳排放量较多时,阶梯式碳交易模型的惩罚力度更大,能够更好地限制系统的碳排放,可减少碳排放量约142 kg,且设置合理的模型参数可优化系统的低碳经济运行。

2)细化电转气的两阶段运行,增加了氢能的使用场景,并有效提高了能源利用率,减少了能源传递过程的损耗,HFC的高效率运行可减少系统907.8元的碳排放配额成本,有效降低系统约4 522 kg的碳排放量,并可降低系统总运行成本约325.5元。

3)计及负荷的需求响应,系统共转移负荷215.38 kW,削减负荷226.35 kW,可实现负荷的“削峰填谷”,全面降低系统的能源消耗,提高系统的经济性。

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] 马士钰.基于IPSO算法的园区综合能源管理策略研究[J].山东电力技术,2021,48(11):36-41.
MA Shiyu. Research on integrated energy management strategy of industrial park based on IPSO [J]. Shandong Electric Power, 2021, 48(11): 36-41.
- [3] 邱发祥,王明远,潘广旭,等.园区综合能源系统日前优化运行研究[J].山东电力技术,2021,48(11):21-28.
QIU Faxiang, WANG Mingyuan, PAN Guangxu, et al. Research on day-ahead optimal operation of park integrated energy system [J]. Shandong Electric Power, 2021, 48(11): 21-28.
- [4] 李正茂,张峰,梁军,等.含电热联合系统的微电网运行优化[J].中国电机工程学报,2015,35(14):3569-3576.
LI Zhengmao, ZHANG Feng, LIANG Jun, et al. Optimization on microgrid with combined heat and power system [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14): 3569-3576.
- [5] 蒋超凡,艾欣.计及多能耦合机组不确定性的综合能源系统运行优化模型研究[J].电网技术,2019,43(8):2843-2854.
JIANG Chaofan, AI Xin. Integrated energy system operation optimization model considering uncertainty of multi-energy coupling units [J]. Power System Technology, 2019, 43(8): 2843-2854.
- [6] 吴雄,王秀丽,王建学,等.微网经济调度问题的混合整数规划方法[J].中国电机工程学报,2013,33(28):1-9.
WU Xiong, WANG Xiuli, WANG Jianxue, et al. Economic generation scheduling of a microgrid using mixed integer programming [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(28): 1-9.
- [7] 林达,钱平,张雪松,等.考虑储能寿命特性的综合能源系统经济-灵活多目标优化运行策略[J].浙江电力,2022,41(1):26-34.
LIN Da, QIAN Ping, ZHANG Xuesong, et al. Multi-objective optimal operation strategy based on economy and flexibility of integrated energy system considering energy storage life characteristics [J]. Zhejiang Electric Power, 2022, 41(1): 26-34.
- [8] 袁铁江,曹继雷.计及风电-负荷不确定性的风氢低碳能源系统容量优化配置[J].高电压技术,2022,48(6):2037-2044.
YUAN Tiejiang, CAO Jilei. Capacity optimization allocation of wind hydrogen low-carbon energy system considering wind power-load uncertainty [J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(6): 2037-2044.
- [9] 梁作放,潘华,何辉,等.考虑碳交易的区域综合能源系统经济

- 调度研究[J].山东电力技术,2020,47(2):20-26.
- LIANG Zuofang, PAN Hua, HE Hui, et al. Study on economic dispatch of regional integrated energy system considering carbon trading[J].Shandong Electric Power,2020,47(2):20-26.
- [10] 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.
- [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] ZHANG X, CHAN K W, WANG H Z, et al. Game-theoretic planning for integrated energy system with independent participants considering ancillary services of power-to-gas stations [J].Energy,2019,176:249-264.
- [13] 骆钊,黎博文,毕贵红,等.含CCUS和P2G的综合能源系统分布式鲁棒优化调度[J/OL].高电压技术:1-13[2023-09-08].
https://doi.org/10.13336/j.1003-6520.hve.20230931
- LUO Zhao, LI Bowen, BI Guihong, et al. Distributed robust optimal scheduling of integrated energy system with CCUS and P2G [J]. High Voltage Engineering: 1-13 [2023-09-08]. https://doi.org/10.13336/j.1003-6520.hve.20230931.
- [14] 包广清,王建辉.考虑电转气-碳捕集-氢燃料电池的“以气定热”整体建模与优化[J].电力自动化设备,2023,43(12):37-44.
- BAO Guangqing, WANG Jianhui. Holistic modeling and optimization of “setting heat with gas” considering power-to-gas, carbon capture and hydrogen fuel cell [J]. Electric Power Automation Equipment, 2023,43(12):37-44.
- [15] 崔杨,闫石,仲悟之,等.含电转气的区域综合能源系统热电优化调度[J].电网技术,2020,44(11):4254-4264.
- CUI Yang, YAN Shi, ZHONG Wuzhi, et al. Optimal thermoelectric dispatching of regional integrated energy system with power-to-gas [J].Power System Technology, 2020,44(11):4254-4264.
- [16] 王利猛,张逸,曲洋.基于阶梯式碳交易机制与细化电转气和碳循环综合能源系统优化调度[J].现代电力,2024,41(2):335-343.
- WANG Limeng, ZHANG Yi, QU Yang. Optimal dispatch of integrated energy system based on stepped carbon trading mechanism and refined electricity-to-gas and carbon cycle [J]. Modern Electric Power, 2024,41(2):335-343.
- [17] 陈志,胡志坚,翁菖宏,等.基于阶梯碳交易机制的园区综合能源系统多阶段规划[J].电力自动化设备,2021,41(9):148-155.
- CHEN Zhi, HU Zhijian, WENG Changhong, et al. Multi-stage planning of park-level integrated energy system based on ladder-type carbon trading mechanism [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021,41(9):148-155.
- [18] 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.
- [19] 孔祥玉,杨群,穆云飞,等.分时电价环境下用户负荷需求响应分析方法[J].电力系统及其自动化学报,2015,27(10):75-80.
- KONG Xiangyu, YANG Qun, MU Yunfei, et al. Analysis method for customers demand response in time of using price [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2015, 27(10):75-80.
- [20] 朱文广,廖志军,刘洪,等.考虑需求响应与高比例可再生能源接入的主动配电网扩展规划[J].电力系统及其自动化学报,2019,31(5):84-91.
- ZHU Wenguang, LIAO Zhijun, LIU Hong, et al. Expansion planning for active distribution network considering demand response and high ratio of renewable energy access [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2019, 31(5):84-91.
- 收稿日期:2023-09-11
修回日期:2024-05-31
作者简介:
唐 晓(1984),女,硕士,高级工程师,主要研究方向为电力系统及其自动化;
袁 飞(1984),通信作者(feiyuan_dd@126.com),男,硕士,高级工程师,主要研究方向为电力系统及其自动化;
代 勇(1985),男,硕士,高级工程师,主要研究方向为电力系统及其自动化;
刘文明(1990),男,硕士,工程师,主要研究方向为电力系统及其自动化;
张 寒(1984),女,工程师,主要研究方向为电力系统及其自动化。
- (责任编辑 张丹丹)