

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.240607

考虑 P2G-CCS-HFC 协调运行的园区综合能源系统 分布鲁棒优化调度

程杉, 卢渊涛, 王灿

(三峡大学电气与新能源学院, 湖北 宜昌 443002)

摘要: 为提高低碳园区综合能源系统(regional integrated energy system, RIES)的低碳性和可再生能源消纳率, 提出一种考虑电转气(power-to-gas, P2G)、碳捕集装置(carbon capture and storage, CCS)和氢燃料电池(hydrogen fuel cell, HFC)协调运行的 RIES 低碳经济调度方法。首先, 根据传统火电机组集中碳排放的特点, 加入 CCS 打造更具灵活性的碳捕集电厂(carbon capture power plant, CCPP)。其次, 在两阶段 P2G 中加入 HFC, 细化氢能使用, 建立 P2G-CCS-HFC 整体模型, 在氢能平衡约束条件下, 分析不同设备决策对整体模型优化成本的影响。同时, 在供能侧和需求侧分别引入绿证-碳交易和综合需求响应双重市场机制激励。最后, 考虑风光不确定性, 以风光历史数据为基础, 构建考虑场景分析和数据驱动的、以最小化总成本为目标函数的 RIES 分布鲁棒调度模型。基于算例的仿真结果表明, 该方法可有效降低碳排放水平, 促进新能源消纳, 为区域综合能源系统低碳经济调度等研究提供参考。

关键词: 碳捕集电厂; 电转气; 氢燃料电池; 绿证碳交易; 分布鲁棒优化; 区域综合能源系统

Distributed robust optimal scheduling for a regional integrated energy system considering coordinated operation of P2G-CCS-HFC

CHENG Shan, LU Yuantao, WANG Can

(College of Electrical Engineering and New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, China)

Abstract: To enhance the low-carbon characteristic and renewable energy utilization rate of regional integrated energy systems (RIES), a low-carbon economic scheduling method for RIES considering the coordinated operation of power-to-gas (P2G), carbon capture and storage (CCS), and hydrogen fuel cells (HFC) is proposed. First, based on the concentrated carbon emissions of traditional thermal power units, CCS is integrated to create a more flexible carbon capture power plant (CCPP). Second, HFC is incorporated into the two-stage P2G process to refine the utilization of hydrogen energy. A comprehensive P2G-CCS-HFC model is established, and under the constraints of hydrogen energy balance, the impact of different equipment decisions on the overall optimization cost is analyzed. Simultaneously, dual market mechanism incentives of green certificate-carbon trading and comprehensive demand response are introduced on the energy supply and demand sides, respectively. Finally, considering the uncertainty of wind and solar power, and using historical data, a scenario-based and data-driven distributed robust scheduling model is constructed with the objective of minimizing the total cost. Simulation results based on case studies show that the proposed method effectively reduces carbon emissions, promotes renewable energy consumption, and offers a reference for low-carbon economic scheduling in RIES.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52107108).

Key words: carbon capture power plant; power-to-gas; hydrogen fuel cell; green certificate-carbon trading; distributed robust optimization; regional integrated energy system

0 引言

能源行业是主要的碳排放源之一, 其低碳化对

我国实现绿色低碳发展至关重要^[1]。而具有多能优势互补及能源阶梯利用特性的区域综合能源系统(regional integrated energy system, RIES)是能源行业实现低碳发展的重要解决方案之一^[2]。

传统 RIES 基于可再生能源(renewable energy

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(52107108)

sources, RES)和热电联产(combined heat and power, CHP), 其研究重点多在于最优经济效益, 但从可持续视角出发, 新研究重点已转向最低碳排放方面。因此, 为进一步提升 RIES 的灵活性和可持续性, 有研究在 RIES 中引入电转气(power-to-gas, P2G)设备, 将富余电力转化为氢能和天然气能, 提高可再生能源消纳率。而碳捕集与封存(carbon capture and storage, CCS)设备可捕获大量 CO_2 并提供给 P2G, 作为其反应所需的丰富碳源。抓住 CCS 和 P2G 间的碳流特性, 文献[3]提出了含 CCS 与 P2G 耦合的 IES 低碳经济调度模型, 而文献[4]提出了含 CCS、P2G 和热电联产 CHP 的 IES 经济调度模型, 进一步提高供能灵活性。然而, 经研究表明 CCS 单机运行存在设备局限性, 其无法满足系统经济性和高效性的需求。考虑到能源行业主要碳排放源的传统火力发电厂具有较高的碳排放量, 引入 CCS 改造成碳捕集电厂(carbon capture power plant, CCPP)可实现大规模且高效的碳再利用。文献[5]构建了 CCPP 与 P2G 设备协调运行模型, 并验证了协同运行可提高风电消纳率, 实现碳能循环。文献[6]提出了将 CCPP、P2G 和 CHP 优势互补, 降低碳排放和系统运行成本。以上文献也直接表明 CCPP 引入 RIES 能源调度的可行性。

基于传统 P2G 与 CCS 和 CCPP 结合的 RIES 存在气源形式单一且能效较低的问题, 若能充分挖掘氢能的利用, 可进一步优化能源利用效率, 摆脱对传统能源的依赖。过往研究也很少考虑对用氢环节进行优化, 若细化 P2G 两阶段, 分别为电制氢(electrolytic hydrogen, EL)和甲烷化(methanation reaction, MR)。EL 通过消耗富余电力产生氢能, 氢能通过 MR 合成天然气, EL 设备能量转换效率约为 60%~80%, MR 合成天然气效率约为 60%~70%^[7-8], 存在单线生产天然气的现状, 且整体能量转换效率因多级损耗仅剩不到 60%, 既降低氢能利用效率, 也制约了 P2G 的灵活调节。况且, 氢气热值约为 143 MJ/kg, 高于甲烷的 50 MJ/kg^[9], 因此通过氢燃料电池(hydrogen fuel cell, HFC)消耗氢能进行电、热转换将更加清洁高效。文献[10-11]在传统 P2G 中加入 HFC, 从新能源消纳率、系统运行成本和碳排放量 3 个角度分析 HFC 设备与 CHP 设备的协同运行效果, 联合供电供热满足负荷需求, 提高新能源消纳水平, 降低碳排放量, 增加系统整体收益。文献[12]从制氢、用氢和储氢 3 个角度诠释了氢能在优化中的低碳性和可行性, 抓住氢能燃烧无污染特点, 提出混氢燃气轮机模型, 有效降低系统碳排放和经济成本。但氢气混天然气供能对混氢设备要求较严格, 增加了运行难度和建设成本。而且, MR 和 HFC

在耗氢供能过程中存在争氢行为, 有研究表明 HFC 能量转换效率约为 80%, 高于 MR 转换效率, 意味着 HFC 用氢的优先级要高于 MR, 氢能就无法进行设备间的合理分配。为了解决这一问题, 需要改进 P2G 内部用能分配模型, 以提高 MR 用氢的优先级, 使氢能不同阶段均有合理分配, 从而提高系统运行效率。

随着设备耦合和能源结构的不断完善, 外部市场机制对激励系统低碳发展至关重要, 同时对 RIES 负荷侧的研究也备受关注。文献[13-14]建立了考虑阶梯式碳交易和 P2G 的 IES 优化调度模型, 分析表明该模型可有效降低系统碳排放和用能成本。文献[15]建立了同时考虑阶梯式碳交易和绿证交易两种机制的模型, 大幅降低系统碳排放和弃风弃光率, 但两个机制处于并行激励状态, 未考虑相互作用。为融合绿证和碳交易市场, 本文在 CCPP、P2G 设备和 CHP 设备协调运行模型上配置绿证-碳交易交互激励策略, 促进清洁能源的使用和碳排放的降低。需求响应作为削峰填谷、促进 RES 消纳的有效手段, 已从单一能源发展到多能源系统或单一 IES 系统内多类型需求响应。文献[16]根据负荷的可转移和可中断性质建立负荷侧综合需求响应模型, 提高负荷侧参与电网灵活互动的积极性。研究表明, 构建绿证-碳交易交互机制和综合需求响应相结合的双重激励机制, 对完善市场机制特性十分重要。

上述研究从设备耦合、能流控制和市场角度提出并改进了 RIES 的碳减排措施, 现有含 CCPP 与 P2G 耦合的 RIES 优化研究较少考虑到系统不确定性。在众多不确定性因素中, RES 是电力侧不确定性的主要原因。考虑风力、光伏出力波动, 可能出现系统供需失衡导致不合理的调度决策和额外的能源浪费。文献[17]提出一种考虑灵活性供需平衡的鲁棒优化调度方法, 有效提升系统经济性与灵活性。对 RIES 不确定性的研究主要有随机优化(stochastic optimization, SO)^[18]和鲁棒优化(robust optimization, RO)^[19]。传统优化方法在可再生能源不确定性的研究中, 往往未充分考虑场景削减后的数据是否满足要求, 而基于数据驱动的分布鲁棒优化方法(distributionally robust optimization, DRO)则结合 SO、RO 优点, 基于大量历史数据, 构建不确定概率分布集合, 寻找最恶劣场景概率下的最优决策变量, 避免非确定多项式等非线性问题^[20-22]。

综上所述, 本文提出一种含电-热-气耦合的 RIES 分分布鲁棒低碳经济调度策略。首先, 考虑 P2G 过程中氢能高效利用, 基于氢能平衡约束构建新型 P2G-CCS-HFC(PCH)整体模型, 以不同主要设备优

化模型端口特性;其次,考虑绿证-碳交易融合机制和综合需求响应双重激励策略,从供能侧和需求侧共同激励系统灵活低碳发展,提高风光消纳率,降低碳排放成本,同时降低负荷侧峰谷差以提高系统安全性。最后,以系统综合成本最低为目标,构建考虑场景分析和数据驱动的分布鲁棒经济调度模型,通过算例分析研究不同场景运行情况下对 IES 优化成本的影响。

1 PCH 模型构建

RIES 架构及其能流关系如图 1 所示。首先,燃气能源由燃气管网(gas network, GN)和 P2G 机组提供,其中一部分直接满足气负荷需求,其余部分由热电联产(CHP)机组消耗。电力需求由上级电网、火电机组、新能源发电、CHP 以及 HFC 提供,若系统发电量富余或不足,云储电和 EV 辅助充放电平抑电负荷,热泵(heat pump, HP)平抑热负荷需求。其次,能量耦合元件包括 P2G、CHP、HFC 和 HP 机组。P2G 单元将多余电能转化为氢能和天然气能;CHP 以天然气为燃料,HFC 以氢气为燃料,产生电能和热能,将气能、电能和热能联结起来;HP 可将电能转为高质量热能,CHP、HFC 和 HP 产生的热量构成热能系统的能量来源,主要用于满足热负荷需求,不足或富余热量将主要由云储热单元调节。其中,MR 所需碳源由 CCS 设备提供,多余部分由储液罐存储。

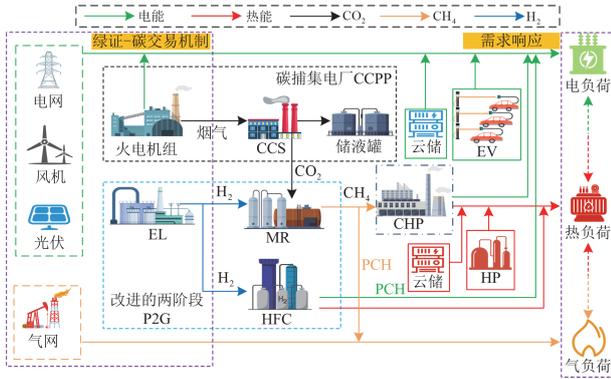


图 1 综合能源系统运行框架

Fig. 1 Operational framework of RIES

1.1 P2G-CCS-HFC 联合运行模式机理

为提高 P2G 能源利用效率,本文在用氢环节加入 HFC 设备,将 P2G-CCS-HFC(PCH)视为整体,提出一个考虑氢能多元利用的联合运行系统,其框架如图 2 所示,并对改进的 P2G 进行精细化建模。

1) 电解槽

EL 消纳富余风光,将水电解产生氢气。

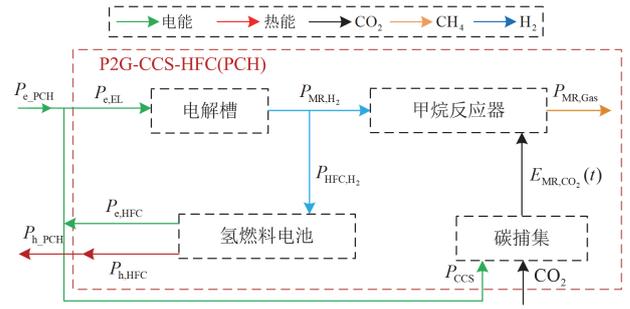


图 2 P2G-CCS-HFC 联合运行系统框架

Fig. 2 Framework of joint operational system of P2G-CCS-HFC

$$\begin{cases} P_{EL,H_2}(t) = \eta_{EL} P_{e,EL}(t) \\ P_{e,EL}^{\min} \leq P_{e,EL}(t) \leq P_{e,EL}^{\max} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_{EL,H_2}(t)$ 为 EL 产生的氢能; η_{EL} 为电解槽能量转化效率; $P_{e,EL}(t)$ 为电解槽消耗的电能; $P_{e,EL}^{\min}$ 、 $P_{e,EL}^{\max}$ 分别为 EL 耗电功率最小值和最大值。

2) 甲烷反应

MR 利用 H_2 与 CO_2 的 Sabatier 反应生成 CH_4 , 模型表达式如式(2)所示。

$$\begin{cases} P_{MR,Gas}(t) = \eta_{MR} P_{MR,H_2}(t) \\ E_{MR,CO_2}(t) = \varpi P_{MR,Gas}(t) \\ E_{CO_2}(t) = E_{MR,CO_2}(t) \\ P_{MR,H_2}^{\min} \leq P_{MR,H_2}(t) \leq P_{MR,H_2}^{\max} \end{cases} \quad (2)$$

式中: $P_{MR,Gas}(t)$ 为 t 时刻 MR 的产气功率; $P_{MR,H_2}(t)$ 为 MR 的耗氢功率; η_{MR} 为 MR 的能量转换效率; ϖ 为 MR 碳气转换效率; $E_{MR,CO_2}(t)$ 为 MR 的碳吸收功率; $E_{CO_2}(t)$ 为 t 时刻 CCS 捕获 CO_2 的功率,确保 MR 所需 CO_2 全部由 CCS 装置提供; P_{MR,H_2}^{\max} 、 P_{MR,H_2}^{\min} 分别为 MR 耗氢功率上、下限。

3) 氢燃料电池

HFC 基于电-热-氢耦合,燃烧氢气产生电能和热能,其数学模型如式(3)所示。

$$\begin{cases} P_{e,HFC}(t) = \eta_{HFC}^e P_{HFC,H_2}(t) \\ P_{h,HFC}(t) = \eta_{HFC}^h P_{HFC,H_2}(t) \\ P_{HFC,H_2}^{\min} \leq P_{HFC,H_2}(t) \leq P_{HFC,H_2}^{\max} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $P_{e,HFC}(t)$ 、 $P_{h,HFC}(t)$ 分别为 t 时刻 HFC 输出的电功率、热功率; η_{HFC}^e 、 η_{HFC}^h 分别为 HFC 产电、产热转换效率; $P_{HFC,H_2}(t)$ 为 t 时刻 HFC 的耗氢功率; P_{HFC,H_2}^{\max} 、 P_{HFC,H_2}^{\min} 分别为 HFC 耗氢功率上、下限。

1.2 PCH 端口建模

在 P2G 中加入 HFC,EL 产生的氢能将被两部

分利用,系统处于运行状态时,MR和HFC将对于氢能的利用处于竞争状态,不同博弈下系统呈现出的低碳性也不同。

PCH联合运行时,P2G通过EL消纳富余风光,所有氢气均由EL产生,EL将决定PCH是否工作,因此将EL容量设置为PCH的容量,并称为“容量设备”。因此,本文为精细化耗氢状态,从氢能平衡角度出发建模,其表达式如式(4)所示。

$$P_{EL,H_2}(t) = P_{MR,H_2}(t) + P_{HFC,H_2}(t) \quad (4)$$

本文将主要用氢设备称为主要设备,剩余用氢设备称为辅助设备,主要设备不同呈现的建模方法和端口能量耦合特性也不同,主要分为以下两种情况:

1) HFC作主要设备时,MR作辅助设备,EL产生的氢气主要用于HFC生产电能和热能,剩余氢气用于MR生成天然气;

2) MR作主要设备时,HFC作辅助设备,EL产生的氢气主要用于MR产生天然气,剩余氢气用于HFC转化为电能和热能。

1.2.1 HFC作主要设备模型

1) 推导PCH端口电-气耦合性

PCH端口电功率表达式如式(5)所示。

$$\begin{cases} P_{e_PCH}(t) = P_{e,EL}(t) + P_{ccs}(t) - P_{e,HFC}(t) \\ P_{ccs}(t) = \lambda_c E_{CO_2}(t) \end{cases} \quad (5)$$

式中: $P_{e_PCH}(t)$ 为 t 时刻端口电功率; $P_{ccs}(t)$ 为 t 时刻CCS电功率; λ_c 为CCS单位捕集能耗。

本文将式(1)—式(4)代入式(5)中,改进PCH端口电量表达式如式(6)所示,该表达式涵盖4个阶段。

$$\begin{cases} P_{e_PCH}(t) = (1 + \lambda_c \varpi \eta_{MR} \eta_{EL}) P_{e,EL}(t) - (\lambda_c \varpi \eta_{MR} + \eta_{HFC}^c) P_{HFC,H_2}(t) \\ 0 \leq P_{e_PCH}(t) \leq P_{e,EL}^{\max} + P_{e,EL}^{\max} \eta_{EL} \eta_{MR} \varpi \lambda_c \end{cases} \quad (6)$$

阶段一: 优先排除MR的氢能消耗,氢气全部供给HFC,充分满足其氢能需求直到HFC达到最大运行功率。此时EL的运行功率低于HFC最大运行功率,随着HFC功率不断增加,氢气需求量增大,导致EL的运行功率随之增加,直到满足HFC最大用氢。

$$\begin{cases} \text{端口电量1: } P_{e_PCH}(t) = \frac{1 - \eta_{HFC}^c \eta_{EL}}{\eta_{EL}} P_{HFC,H_2}(t) \\ \text{氢能平衡1: } P_{HFC,H_2}(t) = \eta_{EL} P_{e,EL}(t) \\ \text{约束条件: } \begin{cases} 0 \leq P_{e,EL}(t) \leq \frac{P_{HFC,H_2}^{\max}}{\eta_{EL}} \\ 0 \leq P_{HFC,H_2}(t) \leq P_{HFC,H_2}^{\max} \end{cases} \end{cases} \quad (7)$$

阶段二: 随着EL运行功率的增加,逐渐高于HFC最大运行功率。基于氢能平衡,氢气优先供给HFC,此时HFC处于最大运行功率状态,额外的氢气将被分配给MR,直到EL达到最大运行功率点,氢能被完全消耗。

$$\begin{cases} \text{端口电量2: } P_{e_PCH}(t) = (1 + \lambda_c \varpi \eta_{MR} \eta_{EL}) P_{e,EL}(t) - (\lambda_c \varpi \eta_{MR} + \eta_{HFC}^c) P_{HFC,H_2}^{\max} \\ \text{氢能平衡2: } P_{EL,H_2}(t) = P_{HFC,H_2}(t) + P_{MR,H_2}(t) \\ \text{约束条件: } \begin{cases} \frac{P_{HFC,H_2}^{\max}}{\eta_{EL}} \leq P_{EL,H_2}(t) \leq P_{e,EL}^{\max} \\ P_{HFC,H_2}(t) = P_{HFC,H_2}^{\max} \end{cases} \end{cases} \quad (8)$$

阶段三: EL处于最大运行功率下,占用氢主导地位HFC逐渐降低其功率,则MR运行功率随之增加,氢气在HFC和MR之间转换。随着HFC运行功率降到0时,MR达到最大运行功率状态,整个阶段EL均处于最大运行功率点,保证氢能同时满足HFC和MR的使用。

$$\begin{cases} \text{端口电量3: } P_{e_PCH}(t) = (1 + \lambda_c \varpi \eta_{MR} \eta_{EL}) P_{e,EL}^{\max} - (\lambda_c \varpi \eta_{MR} + \eta_{HFC}^c) P_{HFC,H_2}(t) \\ \text{氢能平衡3: } P_{EL,H_2}(t) = P_{HFC,H_2}(t) + P_{MR,H_2}(t) \\ \text{约束条件: } \begin{cases} P_{EL,H_2}(t) = P_{e,EL}^{\max} \\ 0 \leq P_{HFC,H_2}(t) \leq P_{HFC,H_2}^{\max} \end{cases} \end{cases} \quad (9)$$

阶段四: 该阶段MR处于最大运行功率状态,氢气全部供给MR,HFC运行功率为0,排除了HFC的氢能消耗。同时,EL的运行功率降低,只需满足MR的用氢需求即可。

$$\begin{cases} \text{端口电量4: } P_{e_PCH}(t) = (1 + \lambda_c \varpi \eta_{MR} \eta_{EL}) P_{e,EL}(t) \\ \text{氢能平衡4: } P_{EL,H_2}(t) = P_{MR,H_2}(t) \\ \text{约束条件: } \begin{cases} 0 \leq P_{e,EL}(t) \leq P_{e,EL}^{\max} \\ P_{HFC,H_2}(t) = 0 \end{cases} \end{cases} \quad (10)$$

2) 推导PCH端口热-电-气耦合性

本文将式(1)、式(4)和式(6)代入式(2),得到PCH端口气量表达式,如式(11)所示。

$$\begin{cases} P_{MR,Gas}(t) = \frac{\eta_{MR} \eta_{EL}}{1 + \lambda_c \varpi \eta_{MR} \eta_{EL}} P_{e_PCH}(t) + \frac{\eta_{MR} (\eta_{EL} \eta_{HFC}^c - 1)}{1 + \lambda_c \varpi \eta_{MR} \eta_{EL}} P_{HFC,H_2}(t) \\ 0 \leq P_{MR,Gas}(t) \leq \eta_{MR} \eta_{EL} P_{e,EL}^{\max} \end{cases} \quad (11)$$

基于端口气量与端口电量4个阶段一一对应,

故用含端口电量的式子表达端口气量。

阶段一: EL 产生的所有氢气供给 HFC, MR 不运行, 导致端口气量为 0。

$$\text{端口气量1: } P_{\text{MR,Gas}}(t) = 0 \quad (12)$$

阶段二: HFC 以最大功率运行, 剩余氢气供给 MR, EL 达到最大运行状态, 根据 EL 的产氢量和 HFC 的耗氢量可得供给 MR 的剩余氢气体积。

$$\text{端口气量2: } P_{\text{MR,Gas}}(t) = \frac{\eta_{\text{MR}}\eta_{\text{EL}}}{1 + \lambda_c \varpi \eta_{\text{MR}}\eta_{\text{EL}}} P_{\text{e_PCH}}(t) + \frac{\eta_{\text{MR}}(\eta_{\text{EL}}\eta_{\text{HFC}}^c - 1)}{1 + \lambda_c \varpi \eta_{\text{MR}}\eta_{\text{EL}}} P_{\text{HFC,H}_2}^{\text{max}} \quad (13)$$

阶段三: MR 和 HFC 均工作, EL 保持最大运行功率, 随着 HFC 运行功率降低, HFC 耗氢量减小, MR 耗氢量增加。根据 EL 的最大产氢量和 HFC 的耗氢减小量得到供给 MR 的氢气体积。

$$\text{端口气量3: } P_{\text{MR,Gas}}(t) = \frac{\eta_{\text{MR}}\eta_{\text{EL}}}{1 + \lambda_c \varpi \eta_{\text{MR}}\eta_{\text{EL}}} P_{\text{e_PCH}}(t) + \frac{\eta_{\text{MR}}(\eta_{\text{EL}}\eta_{\text{HFC}}^c - 1)}{1 + \lambda_c \varpi \eta_{\text{MR}}\eta_{\text{EL}}} P_{\text{HFC,H}_2}(t) \quad (14)$$

阶段四: HFC 不工作, 氢气只供给 MR, EL 不再处于最大运行功率状态, 且 HFC 耗氢量为 0, 可根据氢能平衡约束 4, 用端口电量 4 得到端口气量 4。

$$\text{端口气量4: } P_{\text{MR,Gas}}(t) = \frac{\eta_{\text{MR}}\eta_{\text{EL}}}{1 + \lambda_c \varpi \eta_{\text{MR}}\eta_{\text{EL}}} P_{\text{e_PCH}}(t) \quad (15)$$

1.2.2 MR 作主要设备模型

该模式端口电量和端口气量表达式同样包含 4 个阶段, 每个阶段同 1.2.1 节推导, 不同之处在于 HFC 和 MR 的主导地位发生转换, 阶段运行对比图见附录 C 图 C1。

1) 推导 PCH 端口电-气耦合性

将式(1)~式(4)代入式(5), 得改进端口电量表达式如式(16)所示。

$$\begin{cases} P_{\text{e_PCH}}(t) = (1 - \eta_{\text{HFC}}^c \eta_{\text{EL}}) P_{\text{e,EL}}(t) + (\lambda_c \varpi + \frac{\eta_{\text{HFC}}^c}{\eta_{\text{MR}}}) P_{\text{MR,Gas}}(t) \\ 0 \leq P_{\text{e_PCH}}(t) \leq (1 - \eta_{\text{HFC}}^c \eta_{\text{EL}}) P_{\text{e,EL}}^{\text{max}} + (\lambda_c \varpi + \frac{\eta_{\text{HFC}}^c}{\eta_{\text{MR}}}) P_{\text{MR,Gas}}^{\text{max}} \end{cases} \quad (16)$$

2) 推导 PCH 端口热-电-气耦合性

PCH 端口热功率由 HFC 产生的热量供应。

$$P_{\text{h_PCH}}(t) = P_{\text{h,HFC}}(t) = \eta_{\text{HFC}}^h P_{\text{HFC,H}_2}(t) \quad (17)$$

式中: $P_{\text{h_PCH}}(t)$ 为 t 时刻 PCH 端口热功率。

用含端口电量的式子表达端口气量, 将式(1)、式(4)和式(16)代入式(17), 得到改进端口热量表达

式, 如式(18)所示。

$$\begin{cases} P_{\text{h_PCH}}(t) = \frac{\eta_{\text{HFC}}^h \eta_{\text{EL}}}{1 - \eta_{\text{HFC}}^c \eta_{\text{EL}}} P_{\text{e_PCH}}(t) - \frac{(1 + \lambda_c \varpi \eta_{\text{MR}} \eta_{\text{EL}}) \eta_{\text{HFC}}^h}{\eta_{\text{MR}} (1 - \eta_{\text{HFC}}^c \eta_{\text{EL}})} P_{\text{MR,Gas}}(t) \\ 0 \leq P_{\text{h_PCH}}(t) \leq P_{\text{e,EL}}^{\text{max}} \eta_{\text{MR}} \eta_{\text{HFC}}^h \end{cases} \quad (18)$$

2 碳配额和需求响应双重激励

2.1 绿证-碳交易机制

2.1.1 绿色证书交易(green certificate trading, GCT)

当系统持有绿证数量大于绿证配额时, 可出售多余绿证获得收益; 反之, 则购买绿证。

$$\begin{cases} C_{\text{GCT}} = \lambda_{\text{green}} (Q_s - Q_d) \\ Q_s = \alpha_{\text{green}} \sum P_{\text{load}}(t) \\ Q_d = \beta_{\text{green}} \sum [P_{\text{wind}}(t) + P_{\text{pv}}(t)] \end{cases} \quad (19)$$

式中: C_{GCT} 为绿证交易成本; λ_{green} 为绿证交易价格; Q_s 为绿证配额指标; Q_d 为系统获得的绿证数量; α_{green} 为绿证配额系数; β_{green} 为新能源发电量转换为绿证的量化系数, 取 0.8 MWh/每本绿证; $\sum P_{\text{load}}(t)$ 为调度周期内电能需求总量; $P_{\text{wind}}(t)$ 、 $P_{\text{pv}}(t)$ 分别为风电和光伏出力。

2.1.2 阶梯式碳交易(carbon emissions trading, CET)

CET 包含碳排放配额 E_{quota} 、实际碳排放 E_{all} 、阶梯式碳交易成本 C_{CET} 3 个方面。

$$E_{\text{quota}} = e_h \sum_{t=1}^T P_G^t + e_r (c_{\text{ch}} P_c^t + P_h^t) + e_u P_b^t \quad (20)$$

$$E_{\text{all}} = E_{\text{e,buy}} + E_{\text{CHP}} + E_{\text{CCPP}} + E_{\text{gas_load}} - E_{\text{CCS}} \quad (21)$$

式中: T 为一个调度周期; P_G^t 为 t 时刻火电机组发电量; P_c^t 、 P_h^t 分别为 t 时刻 CHP 机组发电量和发热量; P_b^t 为 t 时刻电网购电量; e_h 为火电机组碳排放配额系数; e_r 为 CHP 机组碳排放配额系数; e_u 为电网交互碳排放配额系数; c_{ch} 为 CHP 机组发电量折算成供热量的系数; $E_{\text{e,buy}}$ 、 E_{CHP} 、 E_{CCPP} 、 $E_{\text{gas_load}}$ 分别为上级电网购电、CHP 机组、碳捕集电厂、气负荷的实际碳排放量; E_{CCS} 为通过 CCS 技术减少的碳排放量。

2.1.3 绿证-碳交易交互机制

绿证与碳交易交互机制如图 3 所示。假设外购电力为火力发电, 将新能源发电与传统火力发电的碳排放量做对比, 得到相应绿证所产生的碳减排量, 并与 RIES 实际碳排放权交互得到最终碳排放权参

与阶梯碳交易, 增加 RES 发电权重。

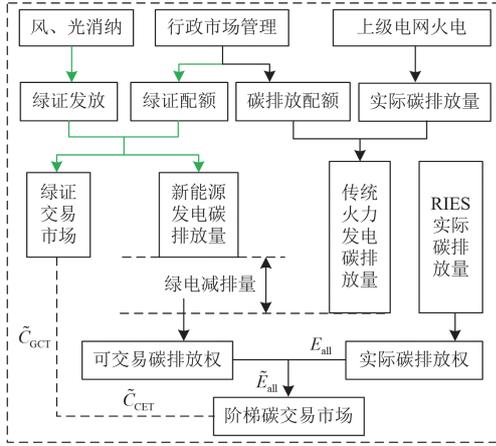


图3 绿证-碳交易交互图

Fig. 3 GCT-CET interaction diagram

GCT 与 CET 交互机制如下所述。

1) 计算绿证数量及绿电碳排放量

通过用传统火电替代绿电, 发出同等电力, 对比两者的碳排放差异, 可得火电与绿电的碳排放量之差, 即因绿电而避免的碳减排量 ΔE 。

2) 计算 RIES 所需的碳排放权

通过碳足迹及碳排放因子测量得到 RIES 实际碳排放权 E_{all} , 减去碳排放配额和绿电减排量得到新的碳排放权 \tilde{E}_{all} 。

$$\begin{cases} \tilde{E}_{all} = E_{all} - E_{quota} - \Delta E \\ \Delta E = (\gamma_t - \gamma_r)(Q_d - Q_s) \end{cases} \quad (22)$$

式中: γ_t 为火力发电单位有功出力碳排放强度; γ_r 为新能源发电单位有功出力碳排放强度。

3) 计算绿证-碳交易成本

利用阶梯式 CET 机制计算新碳排放权 \tilde{E}_{all} 下碳交易成本 \tilde{C}_{CET} , 计算多余绿证交易成本 C_{GCT} 。阶梯式碳交易计算参考文献[13]。

2.2 综合需求响应(demand response, DR)

在 RIES 优化调度中, 为实现系统高效运行和资源的最大化利用, 不仅要在能源侧优化能量生产与转换, 还应重视负荷侧的需求响应调整。

本文提出基于分时能源价格的价格型需求响应(price-based demand response, PDR)和激励型需求响应(incentive-based demand response, IDR)双重响应策略, 确保对负荷的精准控制。PDR 和 IDR 模型参考文献[13]和文献[17]。

IDR 根据需求侧电、热负荷特性, 将负荷划分为基础负荷、可转移负荷以及可削减负荷。

$$P_{k,load}^0(t) = P_{k,load}^{s,0}(t) + P_{k,load}^{tran,0}(t) - P_{k,load}^{cut,0}(t) \quad (23)$$

式中: $k \in \{e, h\}$ 为电、热负荷类型; $P_{k,load}^0(t)$ 表示 DR 后 k 种负荷在 t 时刻的值; $P_{k,load}^{s,0}(t)$ 表示 k 种负荷在 t 时刻的基础负荷; $P_{k,load}^{tran,0}(t)$ 表示 k 种负荷在 t 时刻的可转移负荷; $P_{k,load}^{cut,0}(t)$ 表示 k 种负荷在 t 时刻的可削减负荷。

3 IES 优化经济调度模型

本文提出考虑 PCH 整体建模的碳捕集电厂和热电联产联合运行模式, 构建考虑市场机制和辅助供能的 IES 低碳经济调度模型, 以系统综合运行成本最低为优化目标, 获得最优调度决策。

3.1 目标函数

3.1.1 运行成本

优化目标为 RIES 的综合运行成本 F 最小, 表达式如式(24)所示。

$$\min F = f_G + f_{CCPP} + f_{CO_2} + f_{CHP} + f_{EV} + f_{cloud} + f_{gas} + f_C + f_{DR} \quad (24)$$

式中: f_G 为 IES 与外电网交互成本; f_{CCPP} 为 CCPP 机组运行成本; f_{CO_2} 为绿证-碳交易成本, 包含 GCT 和 CET 成本; f_{CHP} 为热电联产机组成本; f_{EV} 为 EV 效用成本; f_{cloud} 为云储能租赁成本; f_{gas} 为购气成本; f_C 为弃风弃光成本; f_{DR} 为需求响应成本。

1) 系统与外电网交互成本

$$f_G = \sum_{t=1}^T a_e P_{e,buy}(t) - b_e P_{e,sell}(t) \quad (25)$$

式中: a_e 、 b_e 分别为分时购电和售电价格; $P_{e,buy}(t)$ 、 $P_{e,sell}(t)$ 分别为 t 时刻购电量和售电量。

2) CCPP 运行成本

$$f_{CCPP} = \sum_{t=1}^T a_j P_{d,j}^2(t) + b_j P_{d,j}(t) + c_j \quad (26)$$

式中: a_j 、 b_j 、 c_j 为机组对应的成本系数; $P_{d,j}(t)$ 为 t 时刻第 j 台火电机组的输出功率。

3) 购气成本

$$f_{gas} = \lambda_{gas} P_{gas,buy}(t) \quad (27)$$

式中: λ_{gas} 为购气价格; $P_{gas,buy}(t)$ 为 t 时刻购气量。

4) 弃风弃光成本

$$f_C = \lambda_q \sum_{t=1}^T P_{pvc}(t) + P_{wtc}(t) \quad (28)$$

式中: λ_q 为弃风弃光成本系数; $P_{pvc}(t)$ 为 t 时刻弃风量; $P_{wtc}(t)$ 为 t 时刻弃风量。

5) 需求响应成本

$$f_{DR} = \lambda_{DR}^c \sum_{t=1}^T P_{e,load}^{cut}(t) + P_{h,load}^{cut}(t) + \lambda_{DR}^t \sum_{t=1}^T P_{e,load}^{tran}(t) + P_{h,load}^{tran}(t) \quad (29)$$

式中: λ_{DR}^c 、 λ_{DR}^t 分别为需求响应切负荷和可转移负荷成本系数; $P_{e,load}^{cut}(t)$ 、 $P_{h,load}^{cut}(t)$ 和 $P_{e,load}^{tran}(t)$ 、 $P_{h,load}^{tran}(t)$ 分别为电、热负荷切负荷量和电、热负荷可转移量。

6) 电动汽车效用成本

$$f_{EV} = \sum_{t=1}^T N * R * \alpha_{n,t}^{ev} (0.95 P_{n,ch}^{ev}(t) - P_{n,dis}^{ev}(t) / 0.95) \quad (30)$$

式中: N 为 EV 数量; R 为 EV 聚类经验分布, 见附录 A; $\alpha_{n,t}^{ev}$ 为 n 类 EV 在 t 时刻的单位效能; $P_{n,ch}^{ev}(t)$ 、 $P_{n,dis}^{ev}(t)$ 分别为 n 类 EV 在 t 时刻的充、放电功率。

7) 云储能租赁成本

$$f_{cloud} = \lambda_{z1} S_{k,max} + \lambda_{z2} P_{k,max} \quad (31)$$

式中: λ_{z1} 为云储能容量租赁成本系数; λ_{z2} 为云储能充放能成本系数; $k \in \{e, h\}$ 为电能、热能的能源类型; $S_{k,max}$ 为租赁的云储能容量; $P_{k,max}$ 为租赁的云储能充放能功率。

3.1.2 功率平衡约束条件

1) 电功率平衡约束

$$P_G(t) + P_s(t) + P_{e,CHP}(t) + P_{ev}(t) + P_{wt}(t) + P_{pv}(t) + P_{e,cloud}(t) = P_{e,load}^0(t) + P_{e,PCH}(t) + P_{e,HP}(t) \quad (32)$$

式中: $P_G(t)$ 为 IES 与外电网的交互电量; $P_s(t)$ 为 t 时刻 CCP 输出的电功率; $P_{e,CHP}(t)$ 为 t 时刻 CHP 输出的电功率; $P_{ev}(t)$ 为 t 时刻 EV 的交互电功率; $P_{pv}(t)$ 、 $P_{wt}(t)$ 分别为 t 时刻光伏和风机发电量; $P_{e,cloud}(t)$ 为云储能充放能功率; $P_{e,HP}(t)$ 为 HP 消耗的电功率。

2) 热功率平衡约束

$$P_{h,CHP}(t) + P_{h,HFC}(t) + P_{h,HP}(t) + P_{h,cloud}^{dis}(t) = P_{h,load}^0(t) + P_{h,cloud}^{ch}(t) \quad (33)$$

3) 气功率平衡约束

$$P_{gas,buy}(t) + P_{MR,Gas}(t) = P_{g,load}^{s,0} + P_{CHP,Gas}(t) \quad (34)$$

式中: $P_{g,load}^{s,0}$ 为 t 时刻燃气负荷; $P_{CHP,Gas}(t)$ 为 t 时刻 CHP 机组消耗的气功率。

3.2 RIES 设备模型及其约束条件

碳捕集电厂灵活运行模型参考文献[11]和文献[15]。热电联产机组消耗天然气产生电能和热能, 模型参考文献[11]。热泵将电能转换为高质量热能以满足热负荷需求, 设备模型见附录 A。

3.2.1 云储能辅助充放能设备

云储能租赁模式可灵活调整储能容量, 平抑实际需求。具体而言, 装置实时储能量会保持在租赁容量的上下限范围内, 本文将租赁云储能容量上下限设置为 10% 到 90%, 并加以等式约束。

$$\begin{cases} S_{k,cloud}(t+1) = S_{k,cloud}(t) + (\lambda_s P_{k,ch}(t+1) - P_{k,dis}(t+1) / \lambda_s) \\ 0.1 \times S_{k,max} \leq S_{k,cloud}(t) \leq 0.9 \times S_{k,max} \end{cases} \quad (35)$$

式中: $S_{k,cloud}(t)$ 为云储能装置实时储能量; $S_{k,cloud}(t+1)$ 为 $t+1$ 时刻云储能装置储能量; $P_{k,ch}(t+1)$ 、 $P_{k,dis}(t+1)$ 分别为充能功率和放能功率; λ_s 为充放能效率。

3.2.2 EV 辅助充放电

EV 具备电池储能供能特性, 也可作为分布储能资源参与平衡能源调度。本文考虑实际工程背景, 将 300 辆 EV 充放电引入 RIES 优化中作灵活调度资源。EV 数据见附录 A, 其约束如式(36)所示。

$$\begin{cases} S_n^{ev}(t+1) = S_n^{ev}(t) + \eta_{ch}^{ev} P_{n,ch}^{ev}(t+1) - P_{n,dis}^{ev}(t+1) / \eta_{dis}^{ev} \\ 0.2 S_{max}^{ev} \leq S_n^{ev}(t) \leq 0.95 S_{max}^{ev} \\ \begin{cases} 0 \leq P_{n,ch}^{ev}(t) \leq P_{ch,max}^{ev} \\ 0 \leq P_{n,dis}^{ev}(t) \leq P_{dis,max}^{ev} \end{cases} \end{cases} \quad (36)$$

式中: $P_{n,ch}^{ev}(t)$ 、 $P_{n,dis}^{ev}(t)$ 分别为 n 类 EV 在 t 时刻充、放电量; $P_{ch,max}^{ev}$ 、 $P_{dis,max}^{ev}$ 分别为充、放电量最大值; $S_n^{ev}(t)$ 为 EV 在 t 时刻的电池容量; S_{max}^{ev} 为每类 EV 电池的额定容量; $S_n^{ev}(t+1)$ 为 EV 接入后 $t+1$ 时刻的容量; η_{ch}^{ev} 、 η_{dis}^{ev} 分别为 EV 充、放电效率。

4 RIES 分布鲁棒优化调度模型

4.1 场景分析及概率分布集的构建

为了得到风光出力场景概率分布集合, 本文采用拉丁超立方采样(Latin hypercube sampling, LHS)方法生成 5000 组场景集 S , 用基于模糊 C 均值聚类算法(fuzzy C-mean, FCM)方法缩减出力场景, 得到涵盖风光出力不确定性的 M 组场景集 K , 将每组场景概率作为场景选择初始概率 P , 场景分析过程如图 4 所示。



图 4 场景分析流程图

Fig. 4 Process of scenario analysis

但是削减后的场景概率与实际概率分布仍存在偏差, 不确定性仍然存在, 为了获取满足数据驱动条件下的概率分布, 使用概率分布允许偏差 θ_1 和 θ_∞ 来约束概率分布集合可行域。

风光出力场景概率分布置信度为

$$\Pr\|p - p_0\|_1 \leq \theta_1 \geq 1 - 2N e^{-2M\theta_1/N} \quad (37)$$

$$\Pr\|p - p_0\|_\infty \leq \theta_\infty \geq 1 - 2N e^{-2M\theta_\infty} \quad (38)$$

式中: N 为离散场景数即场景削减数; p 为概率分布实际值; p_0 为聚类得到的概率分布预测值。

基于 1-范数和 ∞ -范数的置信度分别为 α_1 、 α_∞ , 则概率允许偏差值 θ_1 和 θ_∞ 表示为

$$\begin{cases} \theta_1 = N/2M \cdot \ln\left(\frac{2N}{1-\alpha_1}\right) \\ \theta_\infty = 1/2M \cdot \ln\left(\frac{2N}{1-\alpha_\infty}\right) \end{cases} \quad (39)$$

据此可得风光出力场景概率分布的置信度集合, 即综合范数模糊集 Ω 。

$$\Omega = \left\{ p_n \left| \begin{array}{l} p_i \geq 0, \sum_{i=1}^N p_i = 1, \\ \sum_{i=1}^N |p_i - p_i^0| \leq \theta_1, \max_{i \in \{1, \dots, N\}} |p_i - p_i^0| \leq \theta_\infty \end{array} \right. \right\} \quad (40)$$

式中: p_n 为概率分布的整体表示; p_i 为场景 i 发生的概率; p_i^0 为场景 i 的预测概率分布。

4.2 数据驱动下的两阶段鲁棒优化模型求解

本文将第 3 节确定性优化调度模型中相关变量分成第一阶段变量和第二阶段变量。

第一阶段变量为 x , 不含不确定性参数, 具体为向外电网的购售电量、碳捕集设备辅助变量以及电动汽车等不随场景变化的日前决策变量; 第二阶段在调度阶段变量为 y , 在日前决策变量确定的前提下, 可根据实际的风光出力调整机组出力, 用矩阵表示为

$$\min_{x,y} c_1^T x + c_2^T y + c_3^T \xi \quad (41)$$

$$Dx = e \quad (42)$$

$$Hx \leq r \quad (43)$$

$$Iy_u \leq Q\xi \quad (44)$$

$$Fx + Gy \leq l \quad (45)$$

$$Jx + Ky = h \quad (46)$$

式中: ξ 代表风光的预测向量; c_1 、 c_2 、 c_3 代表对应的成本系数; D 、 H 、 I 、 Q 、 F 、 G 、 J 、 K 、 e 、 r 、 l 、 h 为上文优化模型约束中的相关系数矩阵和常数列向量。 $c_1^T x$ 表示启停成本和 EV 成本;

$c_2^T y$ 表示第二阶段调节运行成本; $c_3^T \xi$ 表示不确定成本和惩罚; 式(42)、式(43)分别表示第一阶段功率平衡约束和出力上限等所有约束; 式(44)表示第二阶段的决策变量与风光预测向量的约束; 式(45)、式(46)分别表示所有阶段决策变量不等式和等式约束, 即约束值与系数矩阵和决策变量的关系。

模型第一阶段求解鲁棒变量, 第二阶段优化风光出力场景的概率集, 求出已知第一阶段调度情况下的风光出力最恶劣场景, 如式(47)所示。

$$\min_{x,y} (c_1^T x + c_2^T y_0 + c_3^T \xi_0) + \max_{p_i \in \Omega} E_p [\min (c_2^T y + c_3^T \xi)] \quad (47)$$

式中: y_0 表示预估的第二阶段响应变量; ξ_0 表示风光出力的预测值; E_p 为风光出力概率分布期望值。结合 4.2 节构建的离散风光出力概率分布集合, 可得两阶段鲁棒优化模型如式(48)所示。

$$\begin{aligned} & \min_{x,y} (c_1^T x + c_2^T y_0 + c_3^T \xi_0) + \\ & \max_{p_i \in \Omega} \sum_{i=1}^N p_i \min_{x,y} (c_2^T y_i + c_3^T \xi_i) \end{aligned} \quad (48)$$

式中: y_i 表示场景 i 下第二阶段灵活调节变量; ξ_i 表示场景 i 下的风光出力向量。

由于式(48)是多层优化问题, 无法直接求解, 故将其分解为主问题和子问题, 再利用 C&CG 算法对这两部分进行迭代求解。

1) 主问题

$$\begin{aligned} & \inf_x \left[\min (c_1^T x^* + c_2^T y_0 + c_3^T \xi_0) + \Lambda \right] \\ & \Lambda \geq \sum_{i=1}^N p_i^j (c_2^T y_i^j + c_3^T \xi_i^j), \forall j = 1, \dots, J \end{aligned} \quad (49)$$

式中: Λ 表示最坏期望下的场景成本上界; 上标“*”表示最优解集; J 表示迭代次数; p_i^j 、 y_i^j 、 ξ_i^j 为不同迭代次数 j 下场景 i 的变量值。

2) 子问题

$$\sup \left[\max_{p_i \in \Omega} \min_{y,\xi} \sum_{i=1}^N p_i (c_2^T y_i + c_3^T \xi_i) \right] \quad (50)$$

子问题表示在主问题给定 x^* 基础上, 寻找置信区间内最恶劣场景概率分布, 主问题迭代运算, 求得模型下界值。由式(50)可知, 内外层 min-max 的优化问题约束范围不相关, 故可分解为两步求解(先内后外), 如式(51)所示。

$$\Gamma = \min_{y,\xi} (c_2^T y_i + c_3^T \xi_i), \max_{p_i \in \Omega} \sum_{i=1}^N p_i \Gamma \quad (51)$$

其中, Γ 由主问题求解得到, 由于式(40)中的绝对值约束为非线性约束, 故需引入辅助变量对其进行等效线性化分解, 结果如式(52)所示。

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^N |p_i^+ - p_i^-| \leq \theta_1, p_i^+ - p_i^- \leq \theta_\infty, \forall N \\ p_i = p_{i0} + p_i^+ - p_i^- \quad \forall N \end{cases} \quad (52)$$

式中: p_{i0} 为场景 i 的原始概率分布值; p_i^+ 、 p_i^- 分别为场景 i 下概率分布 p_i 相对于 p_{i0} 的正、负偏移量。两阶段分布鲁棒优化算法求解流程如图 5 所示。

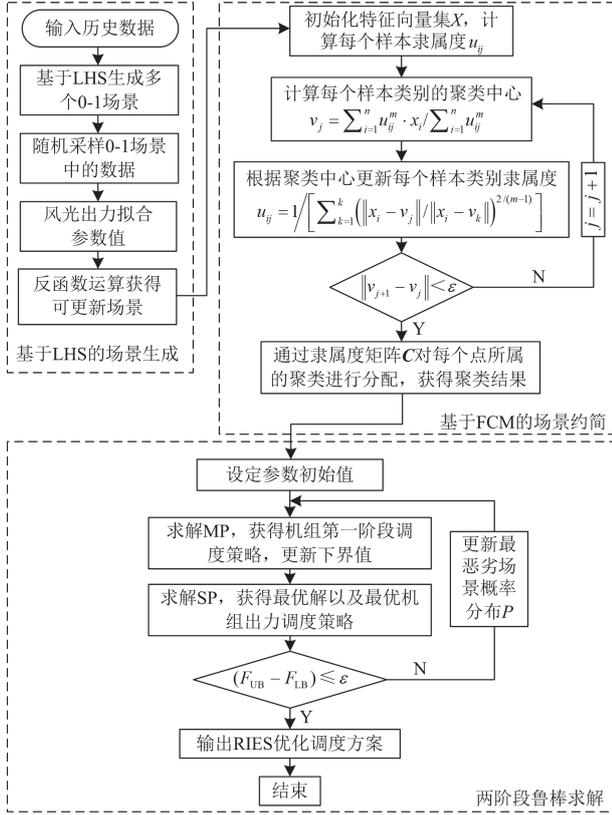


图 5 两阶段分布鲁棒优化算法流程

Fig. 5 Process of two-stage distributionally robust optimization algorithm

5 算例仿真

为验证 PCH 整体模型及分布鲁棒控制策略的有效性, 本文以一天 24 h 为周期进行优化调度, 采用湖北某园区含风光发电的热电联产综合能源系统为仿真对象。本文机组运行系数参考文献[7-8], 参数详见附录 B 表 B1, 机组爬坡约束见附录 B 表 B2, 分时电价见附录 B 表 B3 和表 B4。利用商用求解器 Gurobi 在 Matlab R2020b 中仿真。

本算例考虑不确定参数波动给总成本带来的影响, 离散场景 N 设为 10, 场景概率见附录 B 表 B5, 场景削减图见附录 B 图 B1 和图 B2, 从可再生能源消纳、碳排放、不确定性三个角度出发, 设置 4 个不同场景分析 PCH 整体模式对 RIES 优化调度的影响。

Case1: RIES 不考虑 P2G、CCS 和 HFC 设备;

Case2: RIES 下 P2G、CCS 和 HFC 独立运行;

Case3: RIES 考虑 PCH 整体运行, 不考虑风光不确定性;

Case4: RIES 考虑 PCH 整体运行, 考虑风光不确定性。

5.1 结果对比分析

不同场景风光消纳对比如表 1 所示, 4 种场景都存在不同程度的弃风弃光现象。与 Case1 相比, P2G、CCS、HFC 的加入使新能源消纳率提高 16.44%, 弃风弃光成本降低 2562.2 元; 考虑 PCH 整体运行的 Case3 较 Case1 新能源消纳率提高 17.52%, 弃风弃光成本降低 2793.46 元, PCH 作为整体考虑运行效果更优。与其他场景相比, Case4 弃风弃光成本最低, 新能源消纳率最高, 结合绿证交易成本的减少, 验证了本文所提分布鲁棒控制策略可促进新能源消纳, 减少弃风弃光。

表 1 风光功率消纳对比

Table 1 Comparison of wind and solar power consumption

Case	绿证交易成本/元	弃风弃光成本/元	新能源消纳率/%
1	-1253.25	12 546.58	76.21
2	-3185.35	9984.38	92.65
3	-3645.62	9753.12	93.73
4	-5030.94	3572.09	96.97

此外, 4 种场景下 RIES 效益对比结果如表 2 所示。对比 Case1、Case2、Case3 可知, P2G、CCS 和 HFC 参与 RIES 优化调度, 降低系统碳排放, 主要体现在 CCS 会吸收碳源合成天然气, 满足系统气负荷需求的同时减少 CHP 供能碳排放。

表 2 各案例 RIES 效益对比

Table 2 Comparison of RIES benefits in each case

参数	数值			
	Case1	Case2	Case3	Case4
实际碳排放量/t	53.58	52.65	50.73	48.65
CCPP 成本/元	41 631.23	39 324.79	36 410.19	34 431.79
碳交易成本/元	23 623.25	21 678.17	20 686.73	17 717.67
购气成本/元	24 924.36	22 559.88	20 863.02	21 303.02
运行成本/元	123 370.23	101 536.84	100 512.63	103 400.63
总成本/元	123 370.23	109 425.18	106 694.89	94 531.07

对比 Case2 和 Case3, PCH 整体建模可使系统碳排放量降低 3.6%, 购气成本降低 7.5%, 系统总成本降低 2.4%。说明 PCH 整体建模通过建立新的运行规则, 提高了 MR 的运行效率以及 MR 的用氢优先级, 实现了 MR 和 HFC 之间氢流的平衡分配, 从而降低了系统的用电成本。

对比 Case4 和 Case3, Case4 碳排放量降低

4.2%，运行成本虽然有所提高，但是系统总成本降低 11.4%。这是由于分布鲁棒控制系统考虑风光不确定性而产生了额外成本，使得运行成本增加，但由于碳交易机制和需求响应机制刺激了企业的减排意愿并可以改变用户的用电偏好，促进系统风光消纳，改善系统负荷需求，Case4 的碳交易成本也有了大幅降低，进一步验证了分布鲁棒优化模型的可行性和低碳性。

5.2 Case4 运行结果分析

5.2.1 需求响应结果

Case4 下系统的电负荷和热负荷的需求侧响应策略如图 6 所示。考虑电负荷需求响应能力后，夜

晚用电高峰期的部分电负荷需求被转移到了白天，实现能源调配，并且根据当地分时电价可知夜晚 19:00—22:00 是峰值电价，夜晚部分电负荷得到削减，降低系统运行成本。

考虑热负荷需求响应后，由于分时电价高于气价，出于成本考虑，系统灵活调整能源消耗模式，用低成本气负荷削减热负荷。结合碳排放看，CHP 作为传统耗气设备用于满足高热负荷需求时会导致高碳排放，引入需求响应后，系统将更多地依赖低碳清洁设备 HFC 和 HP 产热。同时，白天部分热负荷被转移到夜晚，既可减少 PCH 设备的能量梯级损耗又提高系统消纳风光的能力。

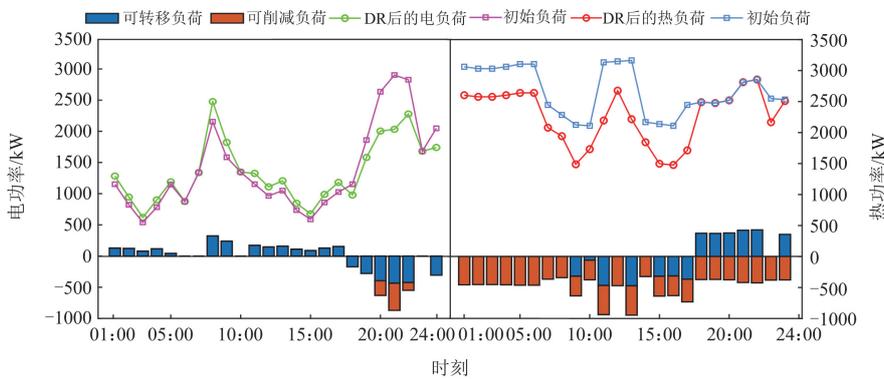


图 6 电、热负荷的需求响应策略

Fig. 6 Demand response for electricity and heat loads

5.2.2 运行功率平衡

Case4 下系统电、热和气功率平衡分别如图 7—图 9 所示。由图 7 可以看出，在 00:00—06:00、18:00—24:00，风力功率充沛；在 07:00—17:00，光伏功率充沛，新能源按趋势消纳效果明显，与上级电网稳定交互，说明本文所提分布鲁棒控制策略既提高系统能源消纳水平，又可为系统创造稳固收

益。EV 充放电则主要集中在 08:00—17:00 的白天时段，电动汽车作为灵活性资源提高系统优化调度裕度，提高系统灵活性。

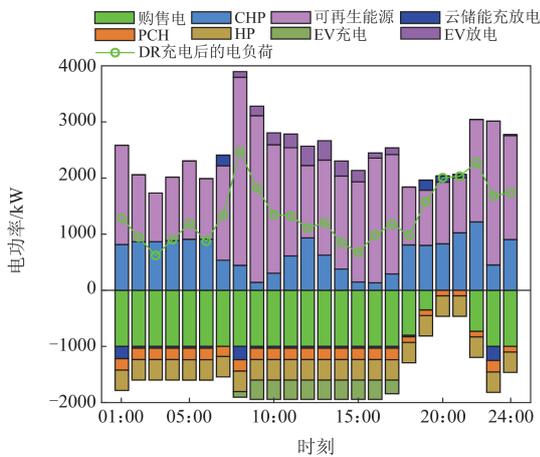


图 7 RIES 电功率平衡图

Fig. 7 Electrical power balance diagram of RIES

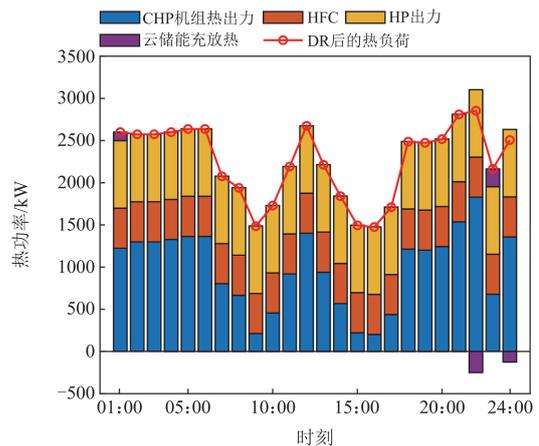


图 8 RIES 热功率平衡图

Fig. 8 Thermal power balance diagram of RIES

结合图 8 可知，01:00—07:00 和 10:00—13:00 时段电负荷需求较低时，热负荷需求较高，PCH 中 HFC 设备作为低碳清洁能源设备以最大功率运行，满足部分热负荷需求，随着 CHP 出力增加，购气量

增多; 在 08:00—10:00, 电负荷需求提高, 热负荷需求较低, 而此时新能源功率充沛, CHP 出力开始减小, 为风光功率消纳提供上网空间, 购气量也减少。在 14:00—16:00, 电负荷、热负荷需求逐渐减少, PCH 设备和 HFC 设备以最大功率运行, 为更好地消纳新能源, CHP 出力随之减少。

结合图 9 可知, 17:00—24:00 处于夜晚时段, 电负荷和热负荷需求逐渐增加, 在 19:00—22:00, 电、热负荷需求达到峰值, HFC 和 HP 以最大功率运行以满足基础负荷, CHP 增加出力以匹配热负荷需求, 并相应提高天然气购气量。在此模式下, 系统优先消纳全额风光功率, 并通过云储能放电弥补电负荷缺口, 最终实现电力自平衡, 无多余功率出售给上级电网。

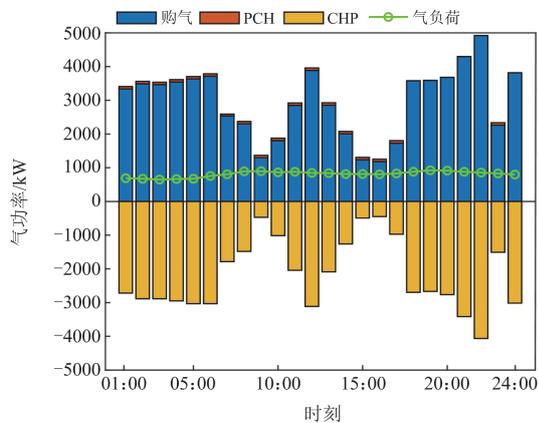


图 9 RIES 气功率平衡图

Fig. 9 Gas power balance diagram of RIES

由图 7 和图 8 可知, 云储能系统在能源富裕时充电存储, 在负荷不足时放电供能, 在系统运行中实现削峰填谷的调节, 有效平抑功率波动。云储能充放功率和能量状态如图 10 和图 11 所示。

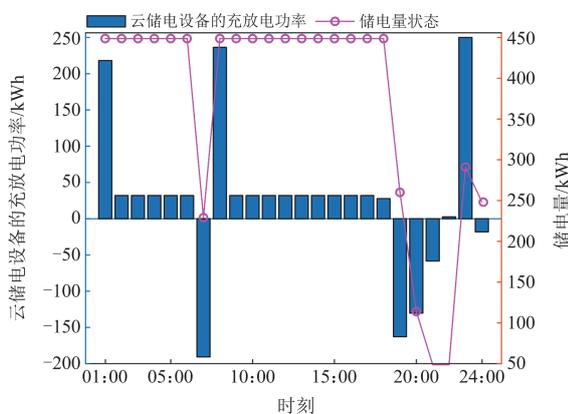


图 10 云储能设备的充放电功率和电量状态

Fig. 10 Charge/discharge power and power status of cloud power storage device

由图 10 可知, 系统租用云储电容量 500 kWh, 满足电负荷需求后仍有剩余电能, 给云储电设备充电, 并在 19:00—22:00 用能高峰时段释放, 储电量减少, 储电设备放电功率随之减小, 直到达到用能需求, 稳定电功率平衡。

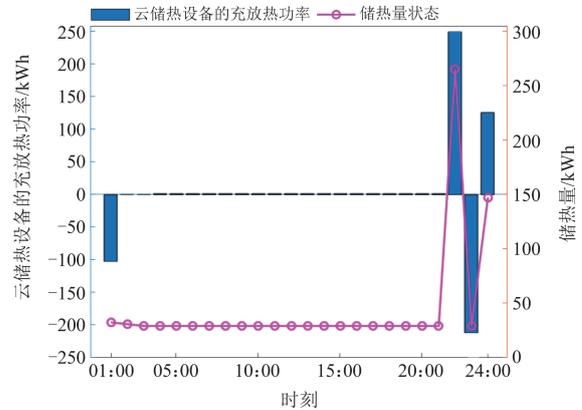


图 11 云储热设备的充放电功率和热量状态

Fig. 11 Charge/discharge power and thermal status of the cloud heat storage device

由图 11 可知, RIES 租用的云储热容量为 295 kWh, 在 22:00—24:00 时段, 存在剩余热能时充电, 热负荷不足时放能, 在 23:00 时, 风电功率突然增大, 为更好地消纳风电功率, CHP 出力减少, CHP 产热功率减小, 云储热设备通过放热弥补热负荷缺口, 动态平抑热负荷波动。

5.2.3 不同设备决策效益对比

当 HFC 作为主要设备时, 虽然系统内部各设备运行趋势与 MR 作主要设备时相同, 但部分设备的原料吸收及产出占比不同, CCS 的能耗与碳交易成本存在差异, 导致不同设备决策对 PCH 整体模型优化产生效益差异, 不同决策设备阶段运行图见附录 C 图 C1, 不同主设备下 RIES 效益对比结果如表 3 所示。

表 3 不同主要设备 RIES 效益对比

Table 3 Comparison of RIES benefits of different determinant equipment

参数	HFC 作主要设备	MR 作主要设备
碳排放量/t	47.92	48.65
碳配额/t	40.03	33.66
CCPP 成本/元	35 909.28	34 431.79
碳交易成本/元	16 188.24	17 717.67
绿证交易成本/元	-6123.39	-5030.94
新能源消纳率/%	98.21	96.97
购气成本/元	22 490.87	21 303.02
总成本/元	98 780.06	94 531.07

由表 3 可知, HFC 作主要设备时, 新能源消纳率明显提高, 系统获得更多的碳配额, 减小了碳交易成

本。然而，为了满足气负荷以及 CHP 机组的供气需求，系统的购气量增加，购气成本升高。尽管碳交易、绿证交易成本以及弃风弃光成本有所降低，但降低程度不足以抵消 CCPP 成本和购气成本的增加趋势，导致总成本比 MR 作主要设备时增加了 4249 元。

因此，尽管 HFC 的高灵活度以及快速响应使其运行效果更佳，MR 作为主要设备比 HFC 作为主要设备具有更低的综合成本。这表明两种建模方式各有其利弊，也反向说明本文引入“PCH 整体建模”提高了系统运行效益，不同设备决策为系统优化提供了更全面的视角。

5.2.4 不同算法优化结果对比

为验证本文所提算法的有效性以及数据驱动的可靠性，采用 SO 和 RO 两种方法对比分析。由于实际的风光数据较难获取，设定风光在各个时段的出力满足预测值为均值，以 0.3 倍预测值为方差，采用拉丁超立方采样技术生成 1000—6000 个随机场景数据，再利用模糊 C 聚类方法削减为 5 个典型场景。本文选用 α_o 为 0.8 时的情况进行对比， α_i 范数表示控制所有场景的累计偏差， α_o 范数表示控制单个场景的最大偏差。

不同模型下优化成本结果如表 4 所示，DRO 方法在考虑最坏情况下的 RO 和仅考虑离散概率的 SO 之间找到了一种平衡，兼顾 RO 和 SO 的优点，在面对不确定性时更为灵活，降低优化过程中的保守性。

从成本角度看，DRO 保守型介于 RO 和 SO 之间，保守性越高所需成本越大，因此 DRO 的优化成本介于 RO 和 SO 之间。并且，随着样本数量的增加，系统的日前运行成本呈现下降趋势，这表明随着数据量的增加，优化模型能够更好地反映真实情况，并能更好地优化系统的成本效益。

表 4 不同模型下优化成本

Table 4 Optimization costs under different models

α_i	优化成本/元		
	DRO 优化	SO 优化	RO 优化
0.2	96 428.26	92 657.32	114 755.66
0.6	98 215.03	92 657.32	114 755.66
0.99	101 780.06	92 657.32	114 755.66

6 结论

本文从 P2G、CCS、HFC 整体建模入手，按不同主要设备，构建 PCH 整体模型，考虑绿证-碳交易机制和需求侧灵活响应机制，构建 RIES 低碳经济调度模型，通过研究分析得出以下结论：

1) 在模型建立上将 P2G、CCS 和 HFC 协调运行

并视为 PCH 整体，HFC 可分担部分热电联产供能需求，细化氢气用能，提高新能源消纳水平同时提升供能灵活性，实现 RIES 低碳经济运行目标。在不增加系统运行负担情况下，通过在建模过程中实现设备优先级的调配，不仅可以实现碳的有效吸收，同时实现碳成本、购能成本以及运行成本的大幅度下降。

2) 在市场机制方面考虑供能侧和需求侧，引入绿证-碳交易交互机制和综合需求响应双重激励，提高 RES 消纳率并降低系统整体碳排放，同时削峰填谷，提高系统灵活调度能力。

3) 考虑到系统不确定因素对优化结果的影响，在碳捕集电厂、PCH 和 CHP 联合运行中加入场景分析和数据驱动型分布鲁棒控制策略，解决了源侧风、光出力不确定性的问题，降低了系统综合优化成本。

本文为氢能平衡研究提供了一定的理论基础，后续研究可以考虑设立独立指标衡量 PCH 运行优化结果；本文仅在不同主要设备下建模，并未针对不同建模制定不同优化策略；同时，CCS 捕集过程需要大量热能，MR 合成过程会释放热能，本文未考虑余热的循环利用，后续研究可借助详细模型进行联合分析。

附录 A

端口电量和热量模型转换参考文献[8]。本文将 300 个电动汽车历史数据聚类成 3 类，假设充电站平均每天服务的 EV 数量 N 为 50，EV 充放电效率均为 95%，EV 荷电状态安全范围为 20%~95%。EV 数据参考文献[23]，EV 聚类经验分布 R 为

$$R = \begin{bmatrix} 0.02 & 0.11 & 0.05 & 0.03 & 0.06 & 0.44 \\ 0.02 & 0.13 & 0.08 & 0.03 & 0.05 & 0.34 \\ 0.03 & 0.13 & 0.07 & 0.03 & 0.06 & 0.22 \end{bmatrix}$$

HP 热泵模型为

$$\begin{cases} P_{h,HP}(t) = \eta_{HP} P_{e,HP}(t) \\ P_{h,HP}^{\min} \leq P_{h,HP}(t) \leq P_{h,HP}^{\max} \end{cases}$$

式中： $P_{h,HP}(t)$ 为 HP 输出热功率； $P_{e,HP}(t)$ 为 HP 输入电功率； η_{HP} 为 HP 的电热转换效率； $P_{h,HP}^{\max}$ 、 $P_{h,HP}^{\min}$ 分别为输出热功率上、下限。

云储能不能同时充放能，功率约束为

$$\begin{cases} 0 \leq P_{k,ch}(t) \leq \mu_{k,ch}(t) \cdot \delta_k \\ 0 \leq P_{k,dis}(t) \leq P_{k,max} \\ 0 \leq P_{k,dis}(t) \leq \mu_{k,dis}(t) \cdot \delta_k \\ 0 \leq P_{k,dis}(t) \leq P_{k,max} \\ \mu_{k,ch}(t) + \mu_{k,dis}(t) \leq 1 \end{cases}$$

式中： $P_{k,ch}(t)$ 、 $P_{k,dis}(t)$ 分别为 t 时刻充、放能功率；

$\mu_{k, \text{ch}}(t)$ 、 $\mu_{k, \text{dis}}(t)$ 分别为充、放能标志; δ_k 为功率系数。

附录 B

表 B1 系统参数

Table B1 System parameters

参数	数值	参数	数值	参数	数值
P_d^{\min}	200	$P_{\text{c,CHP}}^{\min}$	0	$P_{\text{c,EL}}^{\min}$	0
P_d^{\max}	2000	$P_{\text{c,CHP}}^{\max}$	2000	$P_{\text{c,EL}}^{\max}$	1000
P_c^{\min}	150	$P_{\text{h,CHP}}^{\min}$	0	$P_{\text{MR,H}_2}^{\min}$	0
P_{base}	150	$P_{\text{h,CHP}}^{\max}$	800	$P_{\text{MR,H}_2}^{\max}$	500
λ_c	0.269	$P_{\text{h,HP}}^{\min}$	0	$P_{\text{HFC,H}_2}^{\min}$	0
η	120%	$P_{\text{h,HP}}^{\max}$	800	$P_{\text{HFC,H}_2}^{\max}$	500
λ_p	0.9	η_{EL}	0.87	ϖ	1
α_{green}	0.3	η_{MR}	1.2	$\eta_{\text{CHP}}^{\text{c}}$	0.3
β_{green}	0.88	η_{HP}	2.2	$\eta_{\text{CHP}}^{\text{h}}$	0.45
λ_{green}	0.22	e_{h}	0.58	$\eta_{\text{HFC}}^{\text{c}}$	0.95
λ_{s}	0.95	e_{r}	0.47	$\eta_{\text{HFC}}^{\text{h}}$	0.95
λ_{gas}	0.26	e_{u}	0.798	$\lambda_{\text{DR}}^{\text{c}}$	0.5
$\eta_{\text{ch}}, \eta_{\text{dis}}^{\text{cv}}$	0.95	λ_{q}	0.8	$\lambda_{\text{DR}}^{\text{h}}$	0.1

表 B2 设备爬坡参数

Table B2 Equipment ramp-up parameters

名称	数值/MW
碳捕集电厂爬坡功率约束	-600~600
碳捕集设备爬坡约束	-500~500
电制氢设备爬坡约束	0.2×1000
氢燃料电池爬坡约束	0.2×500

表 B3 分时购电价格

Table B3 Time-of-use electricity price

时间	购电价格/(元/kWh)
01:00—07:00、23:00—24:00	0.40
08:00—11:00、15:00—18:00	0.75
12:00—14:00、19:00—22:00	1.2

表 B4 分时售电价格

Table B4 Time-of-use electricity selling price

时间	购电价格/(元/kWh)
01:00—07:00、23:00—24:00	0.20
08:00—11:00、15:00—18:00	0.40
12:00—14:00、19:00—22:00	0.60

表 B5 场景概率

Table B5 Scenario probability

场景	概率	场景	概率
1	0.14	6	0.07
2	0.15	7	0.17
3	0.09	8	0.04
4	0.11	9	0.05
5	0.07	10	0.11

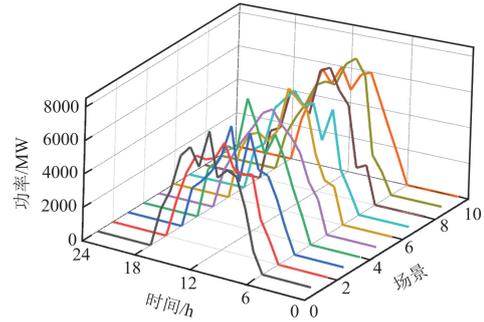


图 B1 光伏场景削减图

Fig. B1 PV scenario reduction diagram

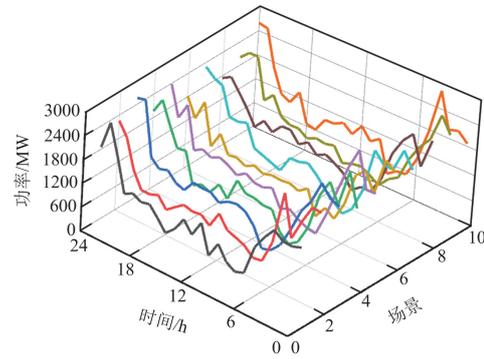


图 B2 风电场景削减图

Fig. B2 Wind power scenario reduction diagram

附录 C

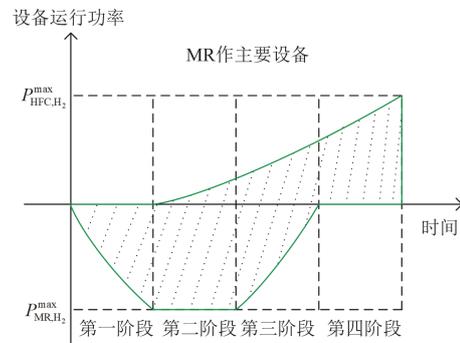
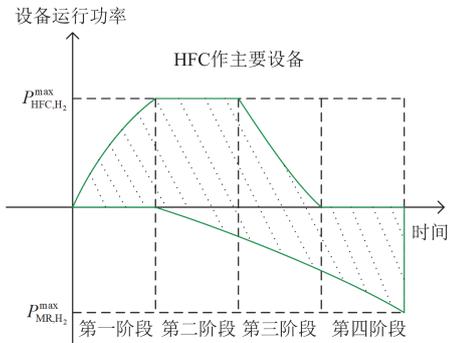


图 C1 不同决策设备阶段运行图

Fig. C1 Different decision-making equipment phases diagram

HFC 作主要设备时, 系统运行结果图如图 C2 和 C3 所示。

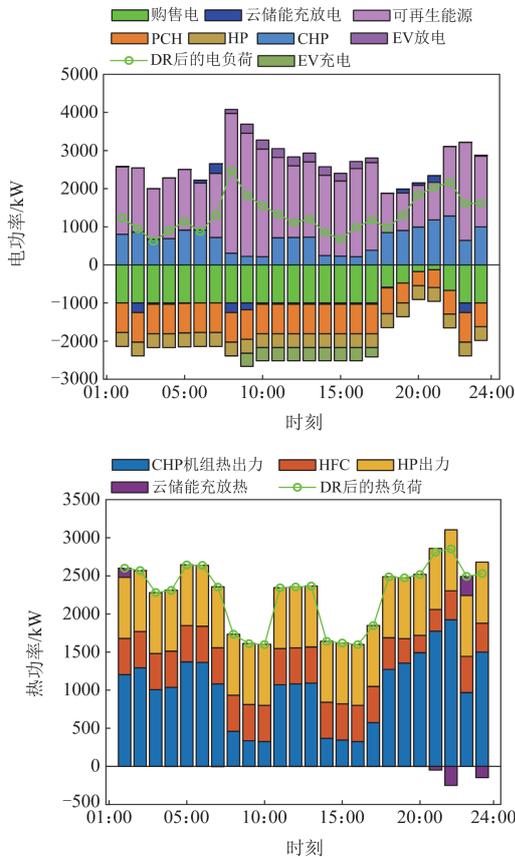


图 C2 RIES 电功率和热功率平衡图

Fig. C2 Electrical power & thermal power balance diagram of RIES

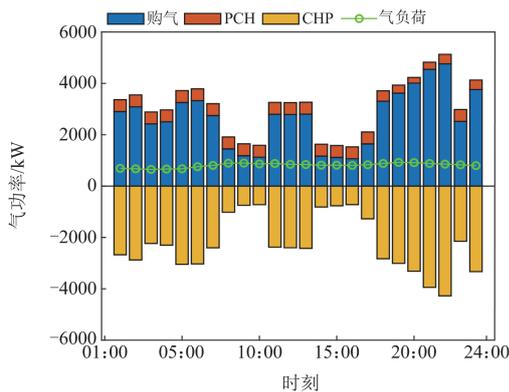


图 C3 RIES 气功率平衡图

Fig. C3 Gas power balance diagram of RIES

参考文献

[1] 黄震, 谢晓敏. 碳中和愿景下的能源变革[J]. 中国科学院院刊, 2021, 36(9): 1010-1018.
HUANG Zhen, XIE Xiaomin. Energy revolution under

vision of carbon neutrality[J]. Bulletin of Chinese Academy of Sciences, 2021, 36(9): 1010-1018.

[2] 张沈习, 王丹阳, 程浩忠, 等. 双碳目标下低碳综合能源系统规划关键技术及挑战[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(8): 189-207.
ZHANG Shenxi, WANG Danyang, CHENG Haozhong, et al. Key technologies and challenges of low-carbon integrated energy system planning for carbon emission peak and carbon neutrality[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(8): 189-207.

[3] 胡福年, 周小博, 张彭成, 等. 计及碳捕集的综合能源系统低碳经济优化调度[J]. 太阳能学报, 2024, 45(3): 419-427.
HU Fuyan, ZHOU Xiaobo, ZHANG Pengcheng, et al. Low-carbon economy optimal dispatching of integrated energy system taking into account carbon capture[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2024, 45(3): 419-427.

[4] MA Y, WANG H, HONG F, et al. Modeling and optimization of combined heat and power with power-to-gas and carbon capture system in integrated energy system[J]. Energy, 2021, 236.

[5] HE Liange, LU Zhigang, ZHANG Jiangfeng, et al. Low carbon economic dispatch for electricity and natural gas systems considering carbon capture systems and power-to-gas[J]. Applied Energy, 2018, 224: 357-370.

[6] 周任军, 肖钧文, 唐夏菲, 等. 电转气消纳新能源与碳捕集电厂碳利用的协调优化[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(7): 61-67.
ZHOU Renjun, XIAO Junwen, TANG Xiafei, et al. Coordinated optimization of carbon utilization between power-to-gas renewable energy accommodation and carbon capture power plant[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(7): 61-67.

[7] 范宏, 杨忠权, 夏世威. 考虑阶梯式碳交易机制的混氢天然气综合能源系统低碳经济运行[J]. 上海交通大学学报, 2024, 58(5): 624-635.
FAN Hong, YANG Zhongquan, XIA Shiwei. Low carbon economic operation of hydrogen enriched compressed natural gas integrated energy system considering step carbon trading mechanism[J]. Journal of Shanghai Jiaotong University, 2024, 58(5): 624-635.

[8] WANG J, MAO J, HAO R, et al. Multi-energy coupling analysis and optimal scheduling of regional integrated energy system[J]. Energy, 2022, 254.

[9] 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. Thermo-electric 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.

[10] 刘妍, 胡志坚, 陈锦鹏, 等. 含碳捕集电厂与氢能多元利用的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力系统自动

- 化, 2024, 48(1): 31-40.
- LIU Yan, HU Zhijian, CHEN Jinpeng, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system considering carbon capture power plant and multi-utilization of hydrogen energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(1): 31-40.
- [11] 骆钊, 王菁慧, 王华, 等. 考虑碳捕集和电转气的综合能源系统优化调度[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(12): 127-134.
- LUO Zhao, WANG Jinghui, WANG Hua, et al. Optimal scheduling of integrated energy system considering carbon capture and power-to-gas[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(12): 127-134.
- [12] 鲁明芳, 李咸善, 李飞, 等. 季节性氢储能-混氢燃气轮机系统两阶段随机规划[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(18): 6978-6992.
- LU Mingfang, LI Xianshan, LI Fei, et al. Two-stage stochastic programming of seasonal hydrogen energy storage and mixed hydrogen-fueled gas turbine system[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(18): 6978-6992.
- [13] 王瑞, 程杉, 刘焯, 等. 基于综合需求响应和奖惩阶梯碳交易的能源枢纽主从博弈优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(8): 75-85.
- WANG Rui, CHENG Shan, LIU Ye, et al. Master-slave game optimal scheduling of energy hub based on integrated demand response and a reward and punishment ladder carbon trading mechanism[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(8): 75-85.
- [14] 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.
- [15] 刘晓军, 聂凡杰, 杨冬锋, 等. 碳捕集电厂-电转气联合运行模式下考虑绿证-碳交易机制的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电网技术, 2023, 47(6): 2207-2222.
- LIU Xiaojun, NIE Fanjie, YANG Dongfeng, et al. Low carbon economic dispatch of integrated energy systems considering green certificates-carbon trading mechanism under CCGP-P2G joint operation model[J]. Power System Technology, 2023, 47(6): 2207-2222.
- [16] 杨明杰, 胡扬宇, 千海霞, 等. 计及碳排放的综合能源配网日前与日内多时间尺度优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(5): 96-106.
- YANG Mingjie, HU Yangyu, QIAN Haixia, et al. Optimization of day-ahead and intra-day multi-time scale scheduling for integrated power-gas energy system considering carbon emission[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(5): 96-106.
- [17] 韩子娇, 那广宇, 董鹤楠, 等. 考虑灵活性供需平衡的含电转氢综合能源系统鲁棒优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(6): 161-169.
- HAN Zijiao, NA Guangyu, DONG Henan, et al. Robust optimal operation of integrated energy system with P2H considering flexibility balance[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(6): 161-169.
- [18] BUDIMAN F N, RAMLI M A M, MILYANI A H, et al. Stochastic optimization for the scheduling of a grid-connected microgrid with a hybrid energy storage system considering multiple uncertainties[J]. Energy Reports, 2022, 8: 7444-7456.
- [19] 毕锐, 王孝淦, 袁华凯, 等. 考虑供需双侧响应和碳交易的氢能综合能源系统鲁棒调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(12): 122-132.
- BI Rui, WANG Xiaogan, YUAN Huakai, et al. Robust dispatch of a hydrogen integrated energy system considering double side response and carbon trading mechanism[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(12): 122-132.
- [20] FAN W, JU L, TAN Z, et al. Two-stage distributionally robust optimization model of integrated energy system group considering energy sharing and carbon transfer[J]. Applied Energy, 2023, 331.
- [21] 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]. 高电压技术, 2024, 50(8): 3486-3499.
- LUO Zhao, LI Bowen, BI Guihong, et al. Distributed robust optimal scheduling of integrated energy system with CCUS and P2G[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(8): 3486-3499.
- [22] 赵会茹, 王学杰, 斯琴卓娅. 考虑多重不确定性的垃圾焚烧热电联产电厂日前鲁棒申报策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(4): 104-113.
- ZHAO Huiru, WANG Xuejie, SIQIN Zhuoya. Day-ahead robust offering strategy of waste-to-energy combined heat and power plant considering multiple uncertainties[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(4): 104-113.
- [23] 詹祥澎, 杨军, 王昕妍, 等. 考虑实时市场联动的电力零售鲁棒定价策略[J]. 电网技术, 2022, 46(6): 2141-2153.
- ZHAN Xiangpeng, YANG Jun, WANG Xinyan, et al. Robust pricing strategy of power retailer considering linkage of real-time market[J]. Power System Technology, 2022, 46(6): 2141-2153.

收稿日期: 2024-05-16; 修回日期: 2024-07-22

作者简介:

程杉(1981—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 博士生导师, 主要从事电力系统运行优化与控制、智能电网能量管理与优化、智能计算及其应用等方向的研究工作; E-mail: hpucquyzu@ctgu.edu.cn

卢渊涛(1999—), 男, 硕士研究生, 研究方向为综合能源系统运行优化与控制。E-mail: 873619292@qq.com

(编辑 魏小丽)