引用格式:张岩,杨晓辉.计及源荷灵活协调响应和氢能精细化利用的区域综合能源系统低碳优化[J].电力科学与技术学报,2025,40(4):217-232.
Citation: ZHANG Yan, YANG Xiaohui. Low carbon optimization of regional comprehensive energy systems that take into account flexible coordination of source and load response and refined utilization of hydrogen energy[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2025,40(4):217-232.

计及源荷灵活协调响应和氢能精细化利用的区域综合能源系统低碳优化

张 岩[1],杨晓辉[2]
(1.郑州工业应用技术学院机电工程学院,河南 郑州 451100;2.南昌大学信息工程学院,江西 南昌 330031)

摘 要:构建高效、低碳的综合能源系统是实现“双碳”目标的重要途径。为此,提出一种计及源荷灵活协调响应和氢能精细化利用的区域综合能源系统(regional integrated energy system, RIES)模型。首先,在源侧引入含风电制氢、氢燃料电池、氢储能和甲烷装置的氢能精细化利用模型,并考虑运行过程中的热量损耗,构建电-热-气-氢高效耦合模型。其次,在源侧引入含有机朗肯循环的余热发电环节,解耦热电联产“以热定电”约束,并在荷侧辅之需求响应,构成源荷灵活协调响应模型。最后,为应对风电、光伏不确定性对系统运行的影响,综合考虑阶梯型碳交易成本、设备运行维护成本、弃风成本以及购能成本,建立计及条件风险价值理论的RIES低碳经济优化模型,并通过Gurobi求解器对所提模型求解。研究结果表明,该模型能有效提高新能源消纳水平,降低系统碳排放量,提高能源的利用效率。

关 键 词:氢能利用;阶梯型碳交易机制;源荷灵活协调响应;有机朗肯循环;区域综合能源系统
DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2025.04.020 **中图分类号**:TM732 **文章编号**:1673-9140(2025)04-0217-16

Low-carbon optimization of regional integrated energy systems considering flexible and coordinated source-load response and refined utilization of hydrogen energy

ZHANG Yan[1], YANG Xiaohui[2]
(1. School of Mechanical and Electrical Engineering, Zhengzhou University of Industrial Technology, Zhengzhou 451100, China;
2. School of Information Engineering, Nanchang University, Nanchang 330031, China)

Abstract: Building an efficient and low-carbon integrated energy system is an important way to achieve the carbon peak and carbon neutrality goals. Therefore, a regional integrated energy system (RIES) considering flexible and coordinated source-load response, and refined utilization of hydrogen energy is proposed. Firstly, a refined utilization model of hydrogen energy, including wind power hydrogen production, hydrogen fuel cells, hydrogen energy storage, and methane devices, is introduced on the source side, and the heat loss during operation is considered to construct an electricity-heat-gas-hydrogen efficient coupling model. Secondly, a waste heat power generation unit with an organic rankine cycle (ORC) is introduced on the source side to decouple the constraint of heat to electricity in cogeneration, and the demand response is supplemented on the load side to form a flexible and coordinated source-load response model. Finally, to address the impact of uncertainty in wind and photovoltaic power on system operation, a RIES low-carbon economic optimization model considering the conditional risk value theory is established, by comprehensively considering the costs of tiered carbon trading, equipment operation and maintenance, wind abandonment, and energy procurement. The proposed model is solved using the Gurobi solver. The research results show that the proposed model can effectively improve the level of new energy consumption, reduce the carbon emissions of systems, and improve

收稿日期:2023-12-25;**修回日期**:2024-01-20
基金项目:国家自然科学基金(61963026);河南省隧道工程机械工程技术研究中心项目(豫科实[2022]1号)
通信作者:杨晓辉(1978—),男,教授,博士,主要从事智能控制、新能源发电与微电网技术等方面的研究;E-mail: yangxiaohui@ncu.edu.cn

energy utilization efficiency.

Key words: hydrogen energy utilization; tiered carbon trading mechanism; flexible and coordinated source-load response; organic rankine cycle; regional integrated energy system

随着全球生态环境的持续恶化与能源资源日趋枯竭,集成多能耦合与高效清洁特点的区域综合能源系统(regional integrated energy system, RIES)已成为应对能源危机的重要解决方案之一[1-2]。该系统通过电、热、冷、气、氢等多类型能源的协同互补,突破了传统电力系统单一能源供给的局限性,不仅显著提升能源综合利用效率,还为实现“双碳”战略目标提供了有效技术路径[3-6]。

氢能作为高效清洁与零排放的二次能源载体,正日益成为全球能源转型的核心研究热点之一[7]。在新型能源体系建设背景下,氢能有望逐步取代传统化石能源,成为下一代基础能源体系的核心组成部分。在综合能源系统(integrated energy system, IES)优化运行研究中,大量学者对氢能利用展开了针对性研究。文献[8-11]构建了涵盖氢燃料电池与电制氢装置的IES模型,以经济成本和碳交易成本为优化目标,提出了电-热-氢多能流协同的最优调度方案。文献[12-13]基于氢能实际使用需求,建立了耦合能量梯级利用的氢能系统模型,实现了高品位氢能的高效转化。文献[14-15]针对可再生能源的季节性波动特性,引入了季节性储氢模块,构建了含氢IES的双层优化方法。文献[16]提出了融合规模化氢能综合利用的风、光多能系统调度方法,通过协调氢燃料电池、电解槽与火电机组的备用容量,建立了兼顾低碳性与灵活性的调度模型。文献[17]针对海上风电消纳困难与不确定性的问题,提出了数据驱动型分布式鲁棒优化模型,集成海上风电制氢技术实现IES低碳运行。文献[18]系统分析了多类型电解槽与氢燃料电池的动态特性,提出了考虑多时间尺度协同的电氢IES调度策略。然而,当前许多研究仍存在一些局限:这些研究聚焦于氢能本身的能流特性分析,未能充分整合热电联产系统、需求侧响应机制等关键要素,导致系统协同优化潜力尚未完全释放,整体运行的灵活性不够。

综合需求响应(integrated demand response, IDR)作为提升系统灵活性的关键技术,在平抑负荷峰谷、促进新能源消纳与优化IES运行方面具有重要价值[19]。文献[20]构建电-热-气多能协同的IDR框架,通过多目标优化模型实现了需求侧资源的跨能域调度。文献[21]针对不同时间尺度下IDR的响应能力,建立了计及价格型和激励型的双重激励需求响应模型。文献[22-23]则针对需求侧资源的响应能力,建立了包含价格型、激励型和替代型的多类型IDR模型,进一步扩大了用户负荷的调节能力。文献[24]提出了考虑碳价和需求响应不确定性的IES两阶段低碳调度模型,并建立了IDR不确定性模型以提高供需侧的热电匹配度。文献[25]基于用户动态响应行为特征,设计系统-用户双向互动机制,将IDR策略嵌入极端灾害应对体系,实现弹性提升与负荷恢复的双重效益。文献[26]利用价格型IDR与地源热泵之间的协调能力,提出了一种深度需求响应策略,建立了考虑深度IDR的IES混合时间尺度调度模型。然而,现阶段多数研究仅通过扩大IDR种类增加用户的响应能力,未充分考虑需求侧资源与源侧的协调配合。此外,由于IES中电、热负荷峰谷特性通常相反,而源侧热电联产(combined heat and power, CHP)机组受“以热定电”约束影响,导致新能源消纳能力受限。因此,建立考虑源网荷储动态特性的跨时间尺度协同优化机制,破解“热电解耦”与“荷源互动”双重技术瓶颈,是实现新能源高效消纳亟待突破的关键。

针对这些问题,为实现氢能利用、热电联产和IDR的协调优化,本文提出了一种考虑源荷灵活协调响应和氢能利用的RIES低碳运行模型。首先,在源侧充分利用氢能在生产和转换过程中的余热,构建计及余热回收的氢能精细化利用模型。其次,在源侧引入有机朗肯循环(organic rankine cycle, ORC)解耦CHP,并在荷侧引入电、热、气IDR模型,提出源、荷协调配合的源荷灵活协调响应模型。最后,为应对风电、光伏不确定性对系统运行的影响,综合考虑系统低碳性和经济性,以碳交易(carbon emission trading, CET)成本、购能成本、弃风成本和运行维护成本之和最低为目标,建立计及条件风险价值(conditional value at risk, CVaR)的RIES低碳经济优化模型。算例仿真结果表明,所提优化模型能有效提升可再生能源消纳水平,降低了系统碳排放量,增加了RIES的经济性和灵活性。

1 计及氢能利用的RIES结构

RIES是一种包含冷、热、电、气、氢等多种能源

的多能耦合系统，其内部可包含高比例可再生能源，其通过各种能源转化设备和储能装置，向用户提供并满足其多种能源负荷需求。本文所构建的RIES结构如图1所示。从图1中可以看出，该结构可分为能源供应、能源枢纽和能源使用3部分。

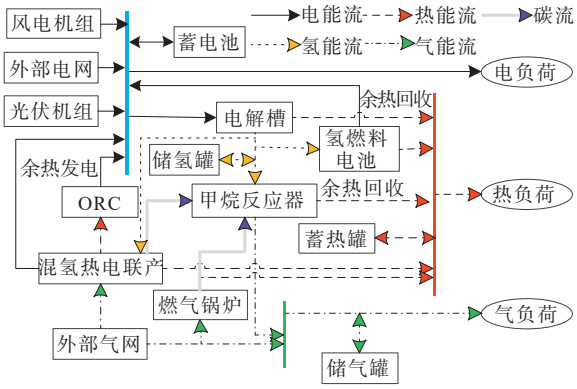


图1　RIES结构

Figure 1　RIES structure

能源供应侧主要包括天然气供应系统和以光伏机组(photovoltaic，PV)、风电机组(wind turbine，WT)与外部电网构成的电力供应系统。能源枢纽侧为各能源耦合设备，主要分为氢能精细化利用环节、热电供应环节和多源储能环节这3个环节。其中，氢能精细化利用环节又可细分为电解氢环节、甲烷制气环节以及氢转热电环节，分别对应电解槽(electrolytic，EL)、甲烷反应器(methane reactor，MR)和氢燃料电池(hydrogen fuel cell，HFC)3种设备。电解氢环节和甲烷制气环节的化学反应均为放热反应，故引入余热回收装置对这2种环节散失的热量进行二次利用，提升能源利用效率。热电供应环节设备则包括CHP机组和燃气锅炉(gas boiler，GB)。其中，引入ORC余热发电来解耦CHP机组的“以热定电”模式。多源储能环节所使用的设备包括储氢罐(hydrogen energy storage，HES)、蓄电池(battery，BT)、蓄热槽(heat storage tank，HST)与储气罐(gas storage tank，GST)。用户侧的用能负荷主要是电负荷、热负荷和气负荷。

RIES利用氢能，与电力、天然气、热网等不同网络耦合互补，加强原系统中不同能源形式的相互转化和替代作用，形成更灵活的多能互补耦合系统。氢能具有零污染、零排放的高效低碳清洁特性。HFC在热电生产时不会产生传统CHP机组的碳排放量，这使得氢能在利用过程中能有效降低RIES的碳排放量，对环境友好。在RIES的有效利用氢能，可进一步推进能源供应向低碳、安全、清洁、高效的方向转型，实现系统的低碳、经济运行。

2　计及余热回收的氢能精细化利用建模

2.1　电制氢精细化建模

当RIES内部电能充足时，可将富裕电能经直流母线传输给EL，并将所产生的大量氢气供应HFC、MR或HES，其余热经过余热回收装置回收后，输出给热母线。本文基于热力学方程，建立EL运行模型。

2.1.1　电解反应原理

根据EL电解反应原理，电解理论上所需最小电压U_{EL}^{min}和实际电解电压U_{EL}^{cell}可表示为[25-26]

$$\begin{cases} U_{EL}^{cell}(T_{EL}, i^{cell}) = U_{EL}^{rev} + U_{EL}^{ohm} + U_{EL}^{act} + U_{EL}^{con} \\ U_{EL}^{min}(T_{EL}) = \Delta H / \eta_e F \end{cases} \tag{1}$$

式中，i^{cell}为电解电流密度；T_{EL}为EL的内部工作温度；U_{EL}^{act}为活化极化电压；η_e为氢能的摩尔电子数；F为法拉第常数；U_{EL}^{rev}为可逆电压；U_{EL}^{ohm}为欧姆极化电压；U_{EL}^{con}为浓差极化电压；ΔH为产生单位摩尔甲烷释放的热量，为165 kJ/mol。

U_{EL}^{cell}与T_{EL}、i^{cell}均密切相关，U_{EL}^{min}则与温度相关。本文以低温电解水为例探究其原理。在低温条件下，当$U_{EL}^{cell} > U_{EL}^{min}$时，电解反应为放热反应。基于式(1)，建立EL的电解能量流模型[25]：

$$\begin{cases} P_{EL}^{total} = N^{cell} U_{EL}^{cell}(T_{EL}, i^{cell}) i^{cell} S^{cell} \\ P_{EL,H_2} = N^{cell} U_{EL}^{min}(T_{EL}) i^{cell} S^{cell} \end{cases} \tag{2}$$

式中，N^{cell}为EL电解池数目；P_{EL}^{total}为EL运行总能耗；P_{EL,H_2}为EL用于制氢的能耗；S^{cell}为电解池的有效面积。

消除式(2)中的i^{cell}后，可得

$$P_{EL}^{total} = U_{EL}^{cell}\left(T_{EL}, \frac{P_{EL,H_2}}{U_{EL}^{min}(T_{EL})}\right)\frac{P_{EL,H_2}}{U_{EL}^{min}(T_{EL})} \tag{3}$$

2.1.2　电解水热力学方程

集总方程可表征EL中电解水运行时的热力传导过程，其热力学方程可表示为[27-28]

$$C_{EL}\frac{dT_{EL}}{dt} = P_{EL}^{total} - P_{EL,H_2}(t) - P_{EL}^{Rec}(t) - P_{EL}^{loss}(t) \tag{4}$$

式中，C_{EL}为电解水的等效热容；$P_{EL}^{Rec}(t)$为t时段的EL电解水可回收的热能；$P_{EL}^{loss}(t)$为t时段的EL电解水的热损；$P_{EL}^{total}(t)$为t时段的EL运行总能耗；$P_{EL,H_2}(t)$为t时段的EL用于制氢的能耗。

式(4)的热稳态模型为

$$T_{\mathrm{EL}}(t+1)=T_{\mathrm{EL}}(t)+\frac{1}{C_{\mathrm{EL}}}\left(P_{\mathrm{EL}}^{\mathrm{total}}(t)-P_{\mathrm{EL,H_2}}(t)-P_{\mathrm{EL}}^{\mathrm{Rec}}(t)-P_{\mathrm{EL}}^{\mathrm{loss}}(t)\right) \tag{5}$$

式(4)的EL电解水的热损功耗$P_{\mathrm{EL}}^{\mathrm{loss}}(t)$为

$$P_{\mathrm{EL}}^{\mathrm{loss}}(t)=\frac{1}{R_{\mathrm{EL}}}\left(T_{\mathrm{EL}}(t)-T_{\mathrm{a}}\right) \tag{6}$$

式中,T_{a}为周围环境温度;R_{EL}为EL的等效热阻。

由式(5)可知,EL具有储热特征,且其储热能力取决于等效热容。

因此,EL的热回收模型可表示为

$$P_{\mathrm{EL,h}}(t)=\eta_{\mathrm{EL,h}}P_{\mathrm{EL}}^{\mathrm{Rec}}(t) \tag{7}$$

式中,$P_{\mathrm{EL,h}}(t)$为EL的余热回收热能;$\eta_{\mathrm{EL,h}}$为EL热回收效率。

2.2 甲烷反应器精细化建模

2.2.1 MR甲烷化模型

MR可利用EL产出的氢气生产甲烷,并将其注入IES的天然气管道提供给需要的用户。该设备是系统中氢-气耦合中的主要设备。MR的设备模型可表示为

$$P_{\mathrm{MR,g}}(t)=\frac{\eta_{\mathrm{MR}}P_{\mathrm{MR,H_2}}(t)L_{\mathrm{Gas}}\pi_{\mathrm{mol}}}{m_{\mathrm{CH4}}} \tag{8}$$

式中,$P_{\mathrm{MR,H_2}}(t)$和$P_{\mathrm{MR,g}}(t)$分别为t时段的MR的耗氢功率和MR的产气功率;m_{CH4}为单位体积的甲烷质量;η_{MR}为甲烷化的反应效率;L_{Gas}为天然气低热值;π_{mol}为氢气转甲烷的摩尔折算系数。

2.2.2 MR热回收模型

与电解水反应类似,MR的甲烷化反应也是放热反应。该反应原料和产物需满足平衡关系:

$$\frac{u_{\mathrm{CO_2}}(t)}{N_{\mathrm{CO_2}}}=\frac{u_{\mathrm{MR,H_2}}(t)}{m_{\mathrm{CH_4H_2}}N_{\mathrm{H_2}}}=\frac{u_{\mathrm{CH_4}}(t)}{N_{\mathrm{CH_4}}}=n_{\mathrm{CH_4}}(t) \tag{9}$$

式中,$n_{\mathrm{CH_4}}(t)$为t时段的MR产生甲烷的摩尔速率;$u_{\mathrm{CH_4}}(t)$为t时段的MR产生甲烷的速率;$u_{\mathrm{CO_2}}(t)$为t时段的MR消耗二氧化碳的速率;$m_{\mathrm{CH_4H_2}}$为t时段的MR产生甲烷和氢气的比例;$N_{\mathrm{CO_2}}$、$N_{\mathrm{CH_4}}$和$N_{\mathrm{H_2}}$分别为二氧化碳、甲烷和氢气的相对分子量;$u_{\mathrm{MR,H_2}}(t)$为t时段的MR消耗氢气的速率。

MR在运行过程中的产热量$P_{\mathrm{MR,h}}(t)$和热回收量$P_{\mathrm{MR,h}}^{\mathrm{re}}(t)$可分别表示为

$$P_{\mathrm{MR,h}}(t)=\frac{\eta_{\mathrm{MR}}u_{\mathrm{MR,H_2}}(t)\Delta H}{m_{\mathrm{CH_4H_2}}N_{\mathrm{H_2}}} \tag{10}$$

$$P_{\mathrm{MR,h}}^{\mathrm{re}}(t)=\mu_{\mathrm{MR,h}}P_{\mathrm{MR,h}}(t) \tag{11}$$

式(10)、(11)中,$\mu_{\mathrm{MR,h}}$为MR的热回收效率;$P_{\mathrm{MR,h}}(t)$为MR在运行过程中的产热量;$P_{\mathrm{MR,h}}^{\mathrm{re}}(t)$为MR在运行过程中的热回收量。

2.3 HFC优化模型

HFC是RIES中重要的清洁耦合设备,其负责将EL产生的氢能输入进HFC中,实现氢能与热、电能之间的耦合与互补。HFC的发电、产热效率和负载率之间呈非线性关系[12],其可表示为

$$\begin{cases}P_{\mathrm{HFC,e}}(t)=\eta_{\mathrm{HFC,e}}(t)P_{\mathrm{HFC,H_2}}(t)\\P_{\mathrm{HFC,h}}(t)=\eta_{\mathrm{HFC,h}}(t)P_{\mathrm{HFC,H_2}}(t)\\\eta_{\mathrm{HFC,e}}(t)=\sum_{i=1}^{n}\mu_{\mathrm{HFC,e}}^{i}\left(\dfrac{P_{\mathrm{HFC,e}}(t)}{P_{\mathrm{HFC,N}}}\right)^{i}\\\eta_{\mathrm{HFC,h}}(t)=\sum_{i=1}^{n}\mu_{\mathrm{HFC,h}}^{i}\left(\dfrac{P_{\mathrm{HFC,h}}(t)}{P_{\mathrm{HFC,N}}}\right)^{i}\end{cases} \tag{12}$$

式中,$P_{\mathrm{HFC,e}}(t)$和$P_{\mathrm{HFC,h}}(t)$分别为t时段的HFC的产电、产热功率;$P_{\mathrm{HFC,H_2}}(t)$为t时段的输入HFC的氢功率;$\eta_{\mathrm{HFC,e}}(t)$和$\eta_{\mathrm{HFC,h}}(t)$分别为t时段的HFC的电、热功率转换效率;$\mu_{\mathrm{HFC,e}}^{i}$和$\mu_{\mathrm{HFC,h}}^{i}$分别为发电、产热效率函数的多项式系数,i表示多项式阶数;$P_{\mathrm{HFC,N}}$为HFC的额定功率值;n为多项式总阶数。

2.4 混氢热电联产模型

文献[17]指出,将天然气掺入氢气的体积比例控制在20%内可有效降低燃气成本和碳排放量。因此,为进一步提升氢能的利用效率,构建混氢CHP模型。混氢天然气总量可表示为[29]

$$P_{\mathrm{CHP}}(t)=\alpha_{\mathrm{mix}}\left(\frac{P_{\mathrm{CHP,H_2}}(t)}{L_{\mathrm{H_2}}}+\frac{P_{\mathrm{CHP,Gas}}(t)}{L_{\mathrm{Gas}}}\right) \tag{13}$$

$$\alpha_{\mathrm{mix}}=\lambda(t)L_{\mathrm{H_2}}+\left[1-\lambda(t)\right]L_{\mathrm{CH_2}} \tag{14}$$

式(13)、(14)中,$P_{\mathrm{CHP}}(t)$为t时段的输入CHP的混氢天然气总量;$P_{\mathrm{CHP,H_2}}(t)$为t时段的输入CHP的氢气量;$L_{\mathrm{H_2}}$为氢气的低热值;$P_{\mathrm{CHP,Gas}}(t)$为t时段输入CHP的天然气量;α_{mix}为天然气混氢气体的低热值;$\lambda(t)$为t时段的天然气混氢比例;$L_{\mathrm{CH_2}}$为天然气低热值。

t时段的天然气混氢比例$\lambda(t)$可表示为

$$\lambda(t)=\frac{P_{\mathrm{CHP,H_2}}(t)/L_{\mathrm{H_2}}}{P_{\mathrm{CHP,H_2}}(t)/L_{\mathrm{H_2}}+P_{\mathrm{CHP,Gas}}(t)/L_{\mathrm{Gas}}} \tag{15}$$

且其应满足约束:

$$0\leqslant\lambda(t)\leqslant 20\% \tag{16}$$

因此,混氢CHP模型可表示为

$$\begin{cases}P_{\mathrm{CHP,e}}(t)=\eta_{\mathrm{CHP,e}}P_{\mathrm{CHP}}(t)\\P_{\mathrm{CHP,h}}(t)=\eta_{\mathrm{CHP,h}}P_{\mathrm{CHP}}(t)\end{cases} \tag{17}$$

式中,$\eta_{\mathrm{CHP,e}}$和$\eta_{\mathrm{CHP,h}}$分别为混氢CHP的电、热功率转换效率;$P_{\mathrm{CHP,e}}(t)$和$P_{\mathrm{CHP,h}}(t)$分别为t时段混氢CHP的电、热功率。

3　源荷灵活协调响应

本文所提源荷灵活协调响应模型是由荷侧的电、热、气IDR模型和源侧的基于ORC余热发电解耦的CHP机组与氢能精细化利用模型一并构成的。在源侧引入ORC余热发电能灵活调整CHP、电、热出力，取得与IDR相似的效果，且氢能的精细化利用也可有效提升夜间风电消纳水平。因此，结合电、热、气IDR模型和CHP、氢能的精细化利用模型，构成源荷灵活协调响应模型。其中，氢能精细化利用模型如文2.1～2.4所示，此处不再阐述。

3.1　电、气负荷IDR模型

由于用户用电、用气特征通常与价格紧密相关，故价格型IDR常被用作引导用电、用气特征的策略。本文采用价格弹性矩阵引导用户调整电、气负荷策略，该弹性矩阵可具体表示为

$$\boldsymbol{E}^m=\begin{bmatrix}E_{\mathrm{ff}}^m & E_{\mathrm{fp}}^m & E_{\mathrm{fv}}^m\\ E_{\mathrm{pf}}^m & E_{\mathrm{pp}}^m & E_{\mathrm{pv}}^m\\ E_{\mathrm{vf}}^m & E_{\mathrm{vp}}^m & E_{\mathrm{vv}}^m\end{bmatrix} \tag{18}$$

式中，$\boldsymbol{E}^m$为第m类能源的需求弹性矩阵；m为能源类型，$m\in\{\mathrm{e},\mathrm{g}\}$；$E_{ij}^m$为第$m$类能源的需求价格弹性系数（当$i=j$时，$E_{ij}^m$为自弹性系数，$i\neq j$时，$E_{ij}^m$为互弹性系数），$i\in\{\mathrm{p},\mathrm{f},\mathrm{v}\}$；p、f、v分别为该能源需求的波峰、平时与波谷时段。

实时价格模式以1 h为步长进行更新，这种实时价格模式比分时价格模式能更好地表征用户每个小时的用能特性，能更准确地表征IES中实时的供需关系。因此，本文采用实时价格引导用户调整策略，其模型为[30]

$$\begin{cases}\Delta P_m(t)=P_{m,0}(t)\left[\sum\limits_{j=1}^{T}E_{tj}^m\dfrac{\Delta c_m(t)}{c_{m,0}(t)}\right]\\ c_{m,\mathrm{pre}}(t)=\varepsilon_m(t)c_{m,0}(t)\\ \varepsilon_m(t)=P_{m,0}(t)\Big/\left(\sum\limits_{t=1}^{T}P_{m,0}(t)\Big/T\right)\end{cases} \tag{19}$$

式中，$\Delta P_m(t)$为t时段的第m类负荷响应后的变化量；T为调度周期；$P_{m,0}(t)$为t时段的第m类初始负荷；$\Delta c_m(t)$为t时段的第m类能源的价格变化量；$c_{m,0}(t)$为t时段的第m类能源的初始价格；$c_{m,\mathrm{pre}}(t)$为t时段的第m类的能源价格基准值；$\varepsilon_m(t)$为t时段的第m类能源的基准价格浮动系数，$m\in\{\mathrm{e},\mathrm{g}\}$。

在价格型IDR中，在转移前、后的电、气负荷均应满足负荷总量不变与负荷转移的上、下限等约束，即

$$\begin{cases}\sum\limits_{t=1}^{T}P_m(t)=\sum\limits_{t=1}^{T}P_{m,0}(t)\\ \Delta P_m(t)\leqslant\alpha_{\max}(t)P_{m,0}(t)\end{cases} \tag{20}$$

式中，$P_m(t)$为响应后的t时段的第m类负荷，$m\in\{\mathrm{e},\mathrm{g}\}$；$\alpha_{\max}(t)$为$t$时段最大负荷增率。

由于能源价格不能大幅波动，故电、气能源价格需满足约束：

$$\begin{cases}c_m^{\min}(t)\leqslant c_m(t)\leqslant c_m^{\max}(t)\\ \Delta c_m^{\min}(t)\leqslant c_m(t)-c_{m,\mathrm{pre}}(t)\leqslant\Delta c_m^{\max}(t)\end{cases} \tag{21}$$

式中，$c_m^{\max}(t)$和$c_m^{\min}(t)$分别为t时段的第m类能源的价格上、下限；$\Delta c_m^{\max}(t)$和$\Delta c_m^{\min}(t)$为t时段的第m类能源的价格变化量上、下限，$m\in\{\mathrm{e},\mathrm{g}\}$。

引入价格型IDR后，应考虑用户的消费支出满意度和用能满意度，即

$$1-\frac{\sum\limits_{t=1}^{T}\left|\Delta P_m(t)\right|}{\sum\limits_{t=1}^{T}P_{m,0}(t)}\geqslant r_m^{\min} \tag{22}$$

$$1-\frac{\sum\limits_{t=1}^{T}\left(P_m(t)c_m(t)-P_{m,0}(t)c_{m,0}(t)\right)}{\sum\limits_{t=1}^{T}P_{m,0}(t)c_{m,0}(t)}\geqslant c_{m,\mathrm{se}}^{\min} \tag{23}$$

式(22)、(23)中，$r_m^{\min}$为用户第m类负荷满意度下限；$c_{m,\mathrm{se}}^{\min}$为用户第m类负荷消费支出满意度下限，$m\in\{\mathrm{e},\mathrm{g}\}$。

3.2　热负荷IDR模型

考虑热负荷的感知模糊性和时间延迟性，故不宜采用价格型IDR策略。温度是热负荷的主要调节指标，故本文采用一阶热力学模型表征建筑物热功率与室内温度变化的关系[22]，即

$$P_{\mathrm{hz}}(t)=f(T_{\mathrm{sn}}(t))=\frac{(T_{\mathrm{sn}}(t+1)-(1-\mathrm{e}^{-\Delta t/R_{\mathrm{z}}C_{\mathrm{air}}})T_{\mathrm{sn}}(t))N_{\mathrm{yh}}}{(1-\mathrm{e}^{-\Delta t/R_{\mathrm{z}}C_{\mathrm{air}}})R_{\mathrm{z}}}-\frac{T_{\mathrm{sy}}(t)N_{\mathrm{yh}}}{R_{\mathrm{z}}} \tag{24}$$

式中，$T_{\mathrm{sn}}(t)$为t时段的建筑物室内温度；$T_{\mathrm{sy}}(t)$为t时段的建筑物室外温度；$P_{\mathrm{hz}}(t)$为t时段的建筑物的供暖功率；R_{z}为建筑物等效热阻；N_{yh}为供暖用户数量；C_{air}为建筑物等效热容。

热负荷响应模型可表示为

$$\begin{cases}\Delta P_{\mathrm{h}}(t)=f\left(T_{\mathrm{sn}}(t)\right)-f\left(T_{\mathrm{sn}}(t)-\Delta T_{\mathrm{sn}}(t)\right)\\ 0\leqslant\Delta P_{\mathrm{h}}(t)\leqslant\Delta P_{\mathrm{h}}^{\max}(t)\end{cases} \tag{25}$$

式中，$\Delta P_{\mathrm{h}}(t)$为t时段的用户的热负荷的变化量；$\Delta T_{\mathrm{sn}}(t)$建筑物$t$时段的的室内温度变化量；$\Delta P_{\mathrm{h}}^{\max}(t)$为$t$时段的用户热负荷的变化量上限。

考虑到热负荷的不同变化对用户产生的影响也不尽相同，故对于参与IDR的热负荷，IES采用阶梯型激励补贴机制。当热负荷变化量不超过γ_{h}时，以系数$\varepsilon_{\mathrm{h},1}$进行补贴；否则，当热负荷变化量超过$\gamma_{\mathrm{h}}$时，以系数$\varepsilon_{\mathrm{h},2}$进行补贴，即

$$f_{\mathrm{IDR,h}}=\sum_{t=1}^{T}\varepsilon_{\mathrm{h}}(t)\Delta P_{\mathrm{h}}(t) \tag{26}$$

$$\varepsilon_{\mathrm{h}}=\begin{cases}\varepsilon_{\mathrm{h},1}, & 0<\Delta P_{\mathrm{h}}^{t}(t)\leqslant\gamma_{\mathrm{h}}\\ \varepsilon_{\mathrm{h},2}, & \Delta P_{\mathrm{h}}^{t}(t)>\gamma_{\mathrm{h}}\end{cases} \tag{27}$$

式(26)、(27)中，$f_{\mathrm{IDR,h}}$为IES给予用户的响应激励补贴；ε_{h}为热负荷的补贴系数；γ_{h}为热负荷阈值。

3.3 基于ORC余热发电的CHP模型

在实际中，用户电、热负荷往往呈相反的趋势，而CHP受限于“以热定电”约束，其供能灵活性不佳，这可能会导致一定的弃风现象。引入ORC余热发电后，CHP机组的热出力有2种消耗途径：一种途径是通过余热锅炉(waste heat boiler, WHB)将其供给热负荷；另一种途径则是该热出力通过ORC进行余热发电。将ORC与CHP联合，可解耦CHP“以热定电”模式。基于文2.4中的模型，引入ORC后，混氢CHP模型可表示为

$$\begin{cases}P_{\mathrm{CHP,e}}(t)=\eta_{\mathrm{CHP,e}}P_{\mathrm{CHP}}(t)\\ P_{\mathrm{CHP,h}}(t)=\eta_{\mathrm{CHP,h}}P_{\mathrm{CHP}}(t)\\ P_{\mathrm{CHP,h}}(t)=P_{\mathrm{ORC}}(t)+P_{\mathrm{WHB}}(t)\\ P_{\mathrm{ORC,e}}(t)=\eta_{\mathrm{ORC}}P_{\mathrm{ORC}}(t)\\ 0\leqslant P_{\mathrm{ORC}}^{t}\leqslant P_{\mathrm{ORC}}^{\max}\end{cases} \tag{28}$$

式中，$P_{\mathrm{ORC}}(t)$为t时段的CHP机组中ORC余热回收的热功率；$P_{\mathrm{WHB}}(t)$为t时段的WHB输出的热功率；$P_{\mathrm{ORC,e}}(t)$为t时段的为ORC余热回收的发电功率；η_{ORC}为t时段的ORC的电热转换效率；$P_{\mathrm{ORC}}^{\max}$为$P_{\mathrm{ORC}}(t)$的最大值。

4 计及CVaR的RIES低碳调度模型

为应对不确定因素对系统优化调度的影响，本文采用CVaR描述IES的运行风险，建立计及CVaR的IES低碳经济调度模型。

4.1 阶梯型碳交易机制

为有效降低系统碳排放量，建立阶梯型碳交易成本模型。其中，由于甲烷化过程会吸收部分二氧化碳，故可将系统中CHP和GB产生的二氧化碳作为原料供应至MR中进行甲烷化反应。该阶梯型碳交易计算成本为

$$f_{\mathrm{CET}}=\begin{cases}-c(1+2\mu)(C_{\mathrm{P}}-h-C_{\mathrm{C}}), & C_{\mathrm{C}}\leqslant C_{\mathrm{P}}-h\\ -c(1+2\mu)h-c(1+\mu)(C_{\mathrm{P}}-C_{\mathrm{C}}), & C_{\mathrm{P}}-h<C_{\mathrm{C}}\leqslant C_{\mathrm{P}}\\ c(C_{\mathrm{C}}-C_{\mathrm{P}}), & C_{\mathrm{P}}<C_{\mathrm{C}}\leqslant C_{\mathrm{P}}+h\\ ch+c(1+\lambda)(C_{\mathrm{C}}-C_{\mathrm{P}}-h), & C_{\mathrm{P}}+h<C_{\mathrm{C}}\leqslant C_{\mathrm{P}}+2h\\ c(2+\lambda)h+c(1+2\lambda)|C_{\mathrm{C}}-C_{\mathrm{P}}-2h|, & C_{\mathrm{P}}+2h<C_{\mathrm{C}}\leqslant C_{\mathrm{P}}+3h\\ c(3+3\lambda)h+c(1+3\lambda)(C_{\mathrm{C}}-C_{\mathrm{P}}-3h), & C_{\mathrm{P}}+3h<C_{\mathrm{C}}\end{cases} \tag{29}$$

$$C_{\mathrm{C}}=C_{\mathrm{Z}}-C_{\mathrm{MR}} \tag{30}$$

$$C_{\mathrm{MR}}=\eta_{\mathrm{MR}}P_{\mathrm{MR,g}}(t) \tag{31}$$

式(29)～(31)中：f_{CET}为阶梯型碳交易计算成本；C_{P}为RIES的无偿碳配额；C_{C}为RIES的实际碳排放量；C_{MR}为MR甲烷化过程所吸收的二氧化碳量；C_{z}为上级购电、CHP和GB的碳排放量总和；c为碳交易价格；μ和λ分别为奖励系数和惩罚系数；h为碳排放区间长度；η_{MR}为MR吸收二氧化碳的效率系数。

4.2 IES常规调度模型

RIES的优化目标应综合考虑经济性和环保性，其成本是阶梯型碳交易成本f_{CET}、购能成本f_{Buy}、运行维护成本f_{Oper}、弃风弃光惩罚成本f_{Q}以及热负荷削减补贴成本$f_{\mathrm{IDR,h}}$之和。其中，$f_{\mathrm{CET}}(t)$如式(29)所示，$f_{\mathrm{IDR,h}}$如式(26)所示，该RIES目标成本函数f_{RIES}为

$$\min f_{\mathrm{RIES}}=f_{\mathrm{CET}}+f_{\mathrm{Oper}}+f_{\mathrm{Buy}}+f_{\mathrm{Q}}+f_{\mathrm{IDR,h}} \tag{32}$$

1) 购能成本。

$$f_{\mathrm{Buy}}=\sum_{t=1}^{T}c_{\mathrm{e}}(t)P_{\mathrm{grid}}(t)+\sum_{t=1}^{T}c_{\mathrm{g}}(t)\left(\frac{P_{\mathrm{CHP}}(t)+P_{\mathrm{GB,g}}(t)}{L_{\mathrm{Gas}}}\right) \tag{33}$$

式中，$c_{\mathrm{e}}(t)$为t时段的RIES的购电电价；$c_{\mathrm{g}}(t)$为t时段的RIES的购气价格；$P_{\mathrm{grid}}(t)$为t时段的RIES的外购电量；$P_{\mathrm{GB,g}}(t)$为t时段的GB消耗的天然气量；L_{Gas}为天然气低热值。

2) 弃风、弃光成本。

$$f_{\mathrm{Q}}=\sum_{t=1}^{T}\left(\alpha_{\mathrm{WT,q}}(P_{\mathrm{WT,0}}(t)-P_{\mathrm{WT}}(t)+\alpha_{\mathrm{PV,q}}\left(P_{\mathrm{PV,0}}(t)-P_{\mathrm{PV}}(t)\right)\right) \tag{34}$$

式中，$\alpha_{\mathrm{WT,q}}$、$\alpha_{\mathrm{PV,q}}$分别为单位弃风、弃光惩罚成本系数；$P_{\mathrm{WT}}(t)$、$P_{\mathrm{PV}}(t)$分别为t时段的风电、光伏的上网功率；$P_{\mathrm{WT},0}(t)$、$P_{\mathrm{PV},0}(t)$为t时段的风电、光伏的预测功率。

3）运行维护成本。

$$f_{\mathrm{Oper}}=\sum_{t=1}^{T}\left(\sum_i \varepsilon_i P_i(t)+\sum_j \kappa_j\left(P_{j,\mathrm{chr}}(t)+P_{j,\mathrm{dis}}(t)\right)\right) \tag{35}$$

式中，$P_{j,\mathrm{chr}}(t)$和$P_{j,\mathrm{dis}}(t)$分别为t时段的储能设备j的充、放能功率，$j\in\{\mathrm{BT,HES,HST,GST}\}$；$P_i(t)$为$t$时段的能源供应设备$i$的输出功率；$i\in\{\mathrm{EL,HFC,MR,CHP,GB,ORC}\}$；$\varepsilon_i$和$\kappa_j$分别为能源供应设备$i$和储能设备$j$的运行维护成本系数。

4.3　考虑CVaR的IES低碳经济调度模型

考虑到源、荷不确定性对系统运行的影响，本文在常规调度模型中引入条件风险度量项，以减少不确定因素造成的经济损失。该考虑CVaR的IES低碳经济调度目标函数f_{RIES}为

$$\min f_{\mathrm{RIES}}=\beta E\left(f_{\mathrm{RIES}}\right)+(1-\beta)V_{\mathrm{CVaR},\alpha}\left(f_{\mathrm{RIES}}\right) \tag{36}$$

式中，α为置信度；$E\left(f_{\mathrm{RIES}}\right)$为期望RIES总成本；$\beta$为期望运行成本与运行成本波动风险间的权衡系数，取$0\leqslant\beta\leqslant1$；$V_{\mathrm{CVaR},\alpha}\left(f_{\mathrm{RIES}}\right)$为置信度取$\alpha$时的条件风险价值成本。

依据文献[30]，可将式(36)转换为

$$\begin{aligned}\min f_{\mathrm{RIES}}=\beta\sum_{n\in N}\mu_n\big(&f_{\mathrm{CET}}+f_{\mathrm{Oper}}+f_{\mathrm{Buy}}+f_{\mathrm{Q}}+\\&f_{\mathrm{IDR,h}}\big)\times(1-\beta)\left(\zeta+\frac{1}{\alpha}\sum_{n\in N}\mu_n\kappa_n\right)\end{aligned} \tag{37}$$

$$\text{s.t.}\begin{cases}\kappa_n\leqslant f_{\mathrm{CET}}+f_{\mathrm{Oper}}+f_{\mathrm{Buy}}+f_{\mathrm{Q}}+f_{\mathrm{IDR,h}}-\zeta\\ \kappa_n\leqslant0\end{cases} \tag{38}$$

式(37)、(38)中，N为所有的场景集合；μ_n为第n个场景发生的概率；ζ和κ_n均为中间参数。

本文的不确定性因素只考虑不确定性较强的风电和光伏，其出力场景通过拉丁超立方抽样法生成，具体方法可见文献[31]。

4.4　约束条件

4.4.1　CHP、GB运行约束

$$\begin{cases}0\leqslant P_{\mathrm{CHP}}(t)\leqslant P_{\mathrm{CHP}}^{\max}\\ -D_{\mathrm{CHP}}^{\mathrm{down}}\Delta t\leqslant P_{\mathrm{CHP}}(t)-P_{\mathrm{CHP}}(t-1)\leqslant D_{\mathrm{CHP}}^{\mathrm{up}}\Delta t\end{cases} \tag{39}$$

$$\begin{cases}P_{\mathrm{GB,h}}(t)=\eta_{\mathrm{GB}}P_{\mathrm{GB,Gas}}(t)\\ 0\leqslant P_{\mathrm{GB,h}}(t)\leqslant P_{\mathrm{GB,h}}^{\max}\\ -D_{\mathrm{GB,h}}^{\mathrm{down}}\Delta t\leqslant P_{\mathrm{GB,h}}(t)-P_{\mathrm{GB,h}}(t-1)\leqslant D_{\mathrm{GB,h}}^{\mathrm{up}}\Delta t\end{cases} \tag{40}$$

式(39)、(40)中，$P_{\mathrm{GB,Gas}}(t)$为GB的耗气量；$P_{\mathrm{CHP}}^{\max}$为$P_{\mathrm{CHP}}(t)$的最大值；$D_{\mathrm{CHP}}^{\mathrm{down}}$和$D_{\mathrm{CHP}}^{\mathrm{up}}$分别为$P_{\mathrm{CHP}}(t)$的爬坡率最小、最大值；$P_{\mathrm{GB,h}}(t)$为GB输出的热功率；$\eta_{\mathrm{GB}}$为GB的转换效率；$P_{\mathrm{GB,h}}^{\max}$为GB输出热功率上限值；$D_{\mathrm{GB,h}}^{\mathrm{down}}$和$D_{\mathrm{GB,h}}^{\mathrm{up}}$分别为$P_{\mathrm{GB,h}}(t)$的爬坡率最小、最大值。

4.4.2　MR运行约束

$$\begin{cases}0\leqslant P_{\mathrm{MR,H_2}}(t)\leqslant P_{\mathrm{MR,H_2}}^{\max}\\ -D_{\mathrm{MR,H_2}}^{\mathrm{down}}\Delta t\leqslant P_{\mathrm{MR,H_2}}(t)-P_{\mathrm{MR,H_2}}(t-1)\leqslant D_{\mathrm{MR,H_2}}^{\mathrm{up}}\Delta t\end{cases} \tag{41}$$

式中，$P_{\mathrm{MR,H_2}}^{\max}$为$P_{\mathrm{MR,H_2}}(t)$的最大值；$D_{\mathrm{MR,H_2}}^{\mathrm{up}}$、$D_{\mathrm{MR,H_2}}^{\mathrm{down}}$分别为$P_{\mathrm{MR,H_2}}(t)$的爬坡率上、下限。

4.4.3　HFC运行约束

$$\begin{cases}0\leqslant P_{\mathrm{HFC,H_2}}(t)\leqslant P_{\mathrm{HFC,H_2}}^{\max}\\ -D_{\mathrm{HFC,H_2}}^{\mathrm{down}}\Delta t\leqslant P_{\mathrm{HFC,H_2}}(t)-P_{\mathrm{HFC,H_2}}(t)\leqslant D_{\mathrm{HFC,H_2}}^{\mathrm{up}}\Delta t\end{cases} \tag{42}$$

式中，$P_{\mathrm{HFC,H_2}}(t)$为HFC输入氢功率；$P_{\mathrm{HFC,H_2}}^{\max}$为$P_{\mathrm{HFC,H_2}}(t)$的最大值；$D_{\mathrm{HFC,H_2}}^{\mathrm{up}}$和$D_{\mathrm{HFC,H_2}}^{\mathrm{down}}$分别为$P_{\mathrm{HFC,H_2}}(t)$的爬坡率的上、下限。

4.4.4　储能设备运行约束

$$\begin{cases}0\leqslant P_{j,\mathrm{chr}}(t)\leqslant\lambda_{j,\mathrm{chr}}(t)P_{j,\mathrm{chr}}^{\max}\\ 0\leqslant P_{j,\mathrm{dis}}(t)\leqslant\lambda_{j,\mathrm{dis}}(t)P_{j,\mathrm{dis}}^{\max}\\ \lambda_{j,\mathrm{chr}}(t)+\lambda_{j,\mathrm{dis}}(t)\leqslant1\\ S_j^{\min}\leqslant S_j(t)\leqslant S_j^{\max}\\ S_j(t)=S_j(t)(1-\gamma_j)+\left(P_{j,\mathrm{chr}}(t)\eta_{j,\mathrm{chr}}-P_{j,\mathrm{dis}}(t)/\eta_{j,\mathrm{dis}}\right)\end{cases} \tag{43}$$

式中，$\lambda_{j,\mathrm{chr}}(t)$和$\lambda_{j,\mathrm{dis}}(t)$分别为$t$时段的储能设备$j$的运行状态；$S_j(t)$为$t$时段的储能设备$j$的储能容量；$P_{j,\mathrm{chr}}^{\max}$为$P_{j,\mathrm{chr}}(t)$的上限值；$\eta_{j,\mathrm{chr}}$和$\eta_{j,\mathrm{dis}}$分别为第$j$类储能设备的充、放能效率；$P_{j,\mathrm{dis}}^{\max}$为$P_{j,\mathrm{dis}}(t)$的上限值；$S_j^{\min}$和$S_j^{\max}$分别为$S_j(t)$的最小、最大值，$j\in\{\mathrm{BT,HST,GST,HES}\}$。

4.4.5　需求响应约束

价格型电、气负荷IDR约束见式(21)～(24)，激励型热负荷IDR约束见式(26)。

4.4.6　购电、购气功率约束

$$\begin{cases}0\leqslant P_{\mathrm{Grid}}(t)\leqslant P_{\mathrm{Grid}}^{\max}\\ 0\leqslant P_{\mathrm{Gas}}(t)\leqslant P_{\mathrm{Gas}}^{\max}\end{cases} \tag{44}$$

式中，$P_{\mathrm{Gas}}(t)$为t时段的RIES的上级购气功率；$P_{\mathrm{Grid}}^{\max}$和$P_{\mathrm{Gas}}^{\max}$分别为购电功率上限和购气功率上限。

4.4.7　功率平衡约束

1）电能流功率平衡。在电能流平衡中，风电、

光伏输出电功率、CHP产电量、HFC产电量、上级购电量、ORC产电量、EL耗电量、BT充电量、BT放电量与电负荷之间应满足如下平衡关系，即

$$P_{\mathrm{WT}}(t)+P_{\mathrm{PV}}(t)+P_{\mathrm{CHP,e}}(t)+P_{\mathrm{HFC,e}}(t)+P_{\mathrm{BT,dis}}(t)+P_{\mathrm{Grid}}(t)+P_{\mathrm{ORC,e}}(t)=P_{\mathrm{e}}(t)+P_{\mathrm{BT,chr}}(t)+P_{\mathrm{EL}}^{\mathrm{total}}(t) \tag{45}$$

式中，$P_{\mathrm{e}}(t)$为响应后的电负荷。

2）热能流功率平衡。GB产热量、WHB产热量、HFC产热量、HST充放热量由于EL和MR在运行过程中的余热回收量与热负荷应满足如下热能流功率平衡约束，即

$$P_{\mathrm{GB,h}}(t)+P_{\mathrm{CHP,h}}(t)+P_{\mathrm{HST,dis}}(t)+P_{\mathrm{HFC,h}}(t)+P_{\mathrm{MR,h}}^{\mathrm{re}}(t)+P_{\mathrm{EL,h}}(t)=P_{\mathrm{h}}(t)+P_{\mathrm{HST,chr}}(t) \tag{46}$$

式中，$P_{\mathrm{h}}(t)$为响应后的热负荷；$P_{\mathrm{GB,h}}(t)$为GB输出热功率。

3）气能流功率平衡。在配气网中，CHP耗气量、GB耗气量、MR产气量、GST充气量、GST放气量、上级购气量与气负荷之间应满足气能流平衡约束条件，即

$$P_{\mathrm{CHP,Gas}}(t)+P_{\mathrm{GB,g}}(t)+P_{\mathrm{g}}(t)+P_{\mathrm{GST,chr}}(t)=P_{\mathrm{Gas}}(t)+P_{\mathrm{MR,g}}(t)+P_{\mathrm{GST,dis}}(t) \tag{47}$$

式中，$P_{\mathrm{g}}(t)$为响应后的气负荷。

4）氢能流功率平衡。CHP耗氢量、HFC耗氢量、MR耗氢量与EL产氢量、HES充氢量、HES放氢量之间应满足氢能流平衡约束条件，即

$$P_{\mathrm{EL,H_2}}(t)+P_{\mathrm{HES,dis}}(t)=P_{\mathrm{MR,H_2}}(t)+P_{\mathrm{HFC,H_2}}(t)+P_{\mathrm{HES,chr}}(t)+P_{\mathrm{CHP,H_2}}(t) \tag{48}$$

4.5 模型求解流程

本文采用MATLAB数值计算软件，选取Yalmip结合Gurobi求解器，对所提含氢能的IES低碳优化数学模型进行求解，其步骤如下：

1）分析氢能各利用环节的能源设备耦合特性和运行特性，建立计及余热回收利用的氢能利用模型及其约束条件。

2）分析源侧和荷侧的协调机理，分别建立了源侧基于ORC余热发电的CHP模型和荷侧电、热IDR模型，提出了源荷灵活协调响应策略。

3）对式(12)进行分段线性化处理，将式(12)中的非线性模型转换为线性模型，分段线性化方法具体可见文献[7]。

4）综合考虑购能成本、运维成本、碳交易成本、IDR补贴成本、弃风弃光惩罚成本，以系统总成本最低为目标，建立IES低碳经济调度模型。

5）采用Gurobi求解器对IES低碳优化模型进行求解。

5 算例分析

5.1 基础数据

电、热、气负荷预测曲线和风电、光伏预测曲线如图2所示。初始电价和初始气价信息分别见表1、2[20]；RIES能源转换设备、储能设备参数见表3[20,21,29]。需求价格弹性系数见表4[22]；在IDR参数方面[22,30]，电价区间取为[0.35,1.30]元/(kW·h)，气价约束区间取为[1.4,2.4]元/m³；室外温度取值见文献[29]，$T_{\mathrm{sn}}^{\min}$和$T_{\mathrm{sn}}^{\max}$分别为18 ℃和24 ℃，R_z为18 ℃/kW，C_{air}为1 kJ/(kg·℃)，$\varepsilon_{\mathrm{h},1}$、$\varepsilon_{\mathrm{h},2}$分别为0.03、0.05。在碳交易参数方面，碳交易单价c取268元/t[32]，奖惩系数μ和λ分别取0.20和0.15[32]，碳排放区间长度h取为2 t[33]。各能源设备的运行维护成本系数可见文献[17]、[21]。μ_n和κ_n可通过文献[30]的处理方法得到，其值见表5。

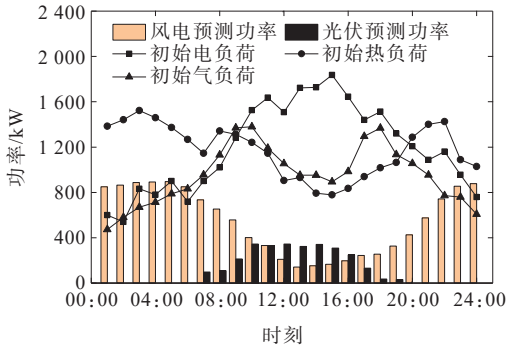


图2 各类负荷及其WT、PV预测曲线

Figure 2 Prediction curves of various loads and their WT and PV

表1 初始电价信息

Table 1 Information of original electricity price

时段类别	时段	价格/(元·(kW·h)$^{-1}$)
峰时	08:00—11:00,17:00—22:00	1.20
平时	07:00—08:00, 11:00—17:00, 22:00—23:00	0.88
谷时	23:00—07:00,00:00—07:00	0.48

表2 初始气价信息

Table 2 Information of original gas price

时段类别	时段	价格/(元·(kW·h)$^{-1}$)
峰时	08:00—12:00,17:00—18:00	2.16
平时	05:00—08:00, 12:00—17:00, 18:00—23:00	1.93
谷时	23:00—05:00	1.57

表 3　RIES 设备参数

Table 3　RIES equipment parameters

η_{GB}	η_{CHP}^{e}	η_{ORC}	$\eta_{BT,dis}$	$\eta_{HST,dis}$	$\eta_{HST,chr}$	$P_{BT,dis}^{max}$/kW	$P_{HST,dis}^{max}$/kW	$\eta_{GST,dis}$	$\eta_{HES,chr}$	$P_{HES,chr}^{max}$/kW	η_{HFC}^{h}	η_{HFC}^{e}	γ_{GST}
0.90	0.45	0.90	0.97	0.95	0.95	200	200	0.95	0.95	120	0.55	0.45	0.03
P_{GB}^{max}/kW	η_{CHP}^{h}	P_{CHP}^{max}/kW	$\eta_{BT,chr}$	P_{ORC}^{max}/kW	$P_{BT,chr}^{max}$/kW	$P_{HST,chr}^{max}$/kW	$\eta_{GST,chr}$	$P_{GST,chr}^{max}$/kW	$\eta_{HES,dis}$	$P_{GST,dis}^{max}$/kW	$P_{HES,dis}^{max}$/kW	P_{HFC,H_2}^{max}/kW	γ_{HST}
1000	0.55	600	0.97	200	200	200	0.95	150	0.95	150	120	300	0.02
η_{MR}	$\eta_{EL,h}$	M_{CO_2}/(kg·mol^{-1})	M_{CH_4}/(kg·mol^{-1})	D_{CHP}^{up}/kW	D_{CHP}^{down}/kW	D_{HFC,H_2}^{up}/kW	D_{HFC,H_2}^{down}/kW	L_{Gas}/(kW·h·m^{-3})	C_{EL}/(kJ·kg^{-1}·℃$^{-1}$)	L_{H_2}/(kW·h·kg^{-1})	$\mu_{MR,h}$	$\alpha_{PV,q}$	
0.70	0.88	0.044	0.016	150	150	50	50	9.87	4.2	33.3	0.85	0.20	
P_{MR,H_2}^{max}/kW	$\mu_{MR,h}$	M_{H_2}/(kg·mol^{-1})	$\eta_{MR,re}$	D_{GB}^{up}/kW	D_{GB}^{down}/kW	D_{MR,H_2}^{up}/kW	D_{MR,H_2}^{down}/kW	λ_{e-h}	P_{Grid}^{max}/kW	π_{mol}	$\alpha_{WT,q}$	β	
120	0.92	0.002	0.90	200	200	40	40	5	1 200	2.50	0.30	0.60	

表 4　需求价格弹性系数

Table 4　Flexibility coefficient of price demand

能源种类	自响应系数	互响应系数		
		峰－平	峰－谷	平－谷
电	－0.1	0.012	0.016	0.01
气	－0.2	0.025	0.03	0.02

表 5　μ_n 和 κ_n 的取值参数

Table 5　Values for μ_n and κ_n

阶段	P_1	P_2	P_3	P_4	P_5	P_6	P_7	P_8	P_9	P_{10}
μ_n	0.112	0.131	0.086	0.097	0.125	0.101	0.087	0.094	0.075	0.092
κ_n	0.870	1.100	0.940	0.850	1.090	1.140	0.990	0.890	1.120	0.890

5.2　奖惩阶梯型碳交易机制的有效性分析

5.2.1　经济效益分析

为验证奖惩阶梯型碳交易机制对 RIES 优化运行的有效性，设置 3 种方案进行对比分析。

方案 1　阶梯型碳交易机制下，建立传统电-热-气经济调度模型，即目标函数仅考虑购能成本、弃风成本和运维成本，不考虑碳交易成本。

方案 2　传统碳交易机制下，建立考虑传统碳交易成本的电-热-气低碳经济模型。

方案 3　阶梯型碳交易机制下，建立考虑奖惩阶梯型碳交易成本的电-热-气低碳经济模型。

这 3 种方案的对比结果见表 6。由于本文光伏功率输出较低，故其被全部消纳，故仅存在弃风成本。由表 6 可知，由于外购电力的实际碳排放量相比燃气机组如 CHP 和 GB 的实际碳排放量更高，故在 RIES 的目标函数中引入碳交易成本后，为减少碳排放量、降低承担的碳交易成本，RIES 会倾向于增加燃气机组的输出功率，降低系统向外部电网的购电量。因此，方案 2 的碳交易成本、碳排放量和 RIES 总成本比方案 1 的分别下降了 31.14%、13.72% 和 4.96%。方案 3 采用了奖惩阶梯型碳交易成本，其对系统碳排放量限制更严格，虽然其承担的碳交易成本会出现一定程度的上升，但 RIES 的碳排放量也出现了明显下降。方案 3 的碳排放量比方案 2 的下降了 6.60%。

表 6　3 种方案的成本对比结果

Table 6　Comparison results of three schemes′ costs

方案	购能成本/元	运维成本/元	弃风成本/元	CET 成本/元	总成本/元	碳排放总量/t
1	20 330.6	3 419.9	2 018.6	5 122.4	30 891.5	25.64
2	20 550.2	3 529.1	1 765.4	3 511.5	29 356.2	22.12
3	20 660.3	3 578.2	1 614.2	3 725.6	29 587.3	20.66

5.2.2　碳交易参数对 RIES 调度的影响

图 3 描述了方案 1～3 的单位碳交易价格变化对

RIES碳排放量的影响。由于方案1没有考虑碳交易成本，故碳交易价格的改变不会影响其RIES的碳排放量。对于方案2、3，随着碳交易价格的上升，其系统对碳排放量的约束加强，从而使其RIES的碳排放量逐渐减少。此外，方案3的碳排放量始终低于方案2的，这说明奖惩阶梯型碳交易成本更有利于CHP和GB等清洁机组的上网。

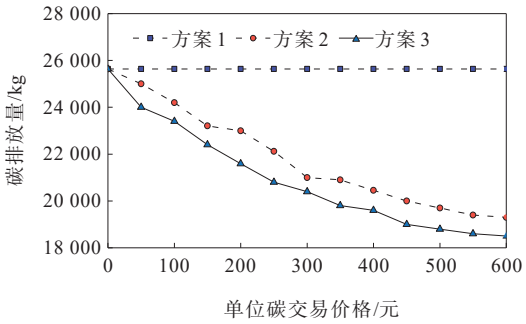


图3 碳交易价格对RIES的影响

Figure 3 Effect of carbon emission trading price on RIES

图4描述了不同的区间长度对RIES的影响。从图4中可以看出，当区间长度在(0.5，2]t时，由于该区间较窄，系统大部分以阶梯价格购买碳排放权配额，阶梯型碳交易价格作用较大，故导致RIES承担的碳交易成本较高。因此，其对应的碳排放量较小。当区间长度在(2，5]t时，由于IES内部固有的负荷需求，处于高梯度价位的碳交易量逐渐减少，故对应的碳交易成本逐渐减小，系统的碳排放量逐渐增加。当区间长度在(5，8]t时，碳排放量交易价格均采用第一梯度的碳交易价格，该区间长度的改变基本不会影响系统碳排放量。因此，此时的碳排放量达到稳定，碳交易成本也趋于稳定。

图5为不同的奖励系数对RIES碳交易成本和碳交易价格的影响。从图5中可以看出，当RIES的碳交易成本大于0元时，由于RIES只承担碳交易成

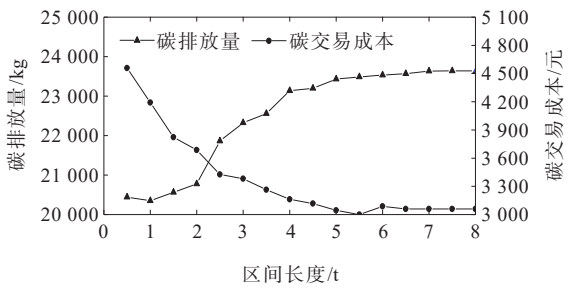


图4 区间长度对RIES碳排放量的影响

Figure 4 Effect of interval length on RIES carbon emission

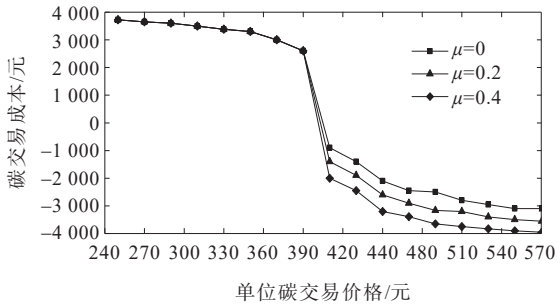


图5 奖励系数对RIES的影响

Figure 5 Impact of reward coefficient on RIES

本，无奖励措施，故奖励系数的改变对碳交易成本没有影响。相反地，当RIES开始获得碳交易收益时，随着奖励系数的增大，RIES获得的碳交易收益增多，且RIES获得的碳交易收益也在随碳交易价格的增加而逐渐上升。

5.3 氢能精细化利用有效性分析

本节验证本文所提的氢能精细化利用模型对RIES的影响。在方案3的基础上，新增方案4、5进行对比。

方案4 考虑含氢能利用模型的电-热-氢-气优化模型，但未考虑氢能利用过程中的余热利用。

方案5 在方案4的基础上，进一步考虑氢能在利用过程中的余热回收。

方案3～5的成本对比结果见表7。

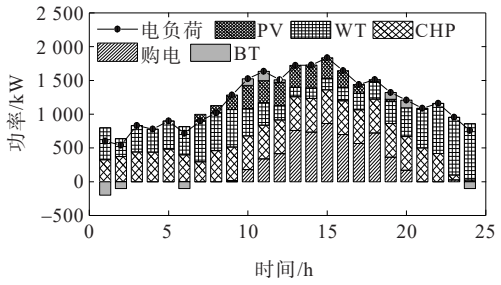
表7 3种方案的成本对比结果

Table 7 Transpose of comparison results of three schemes′ costs

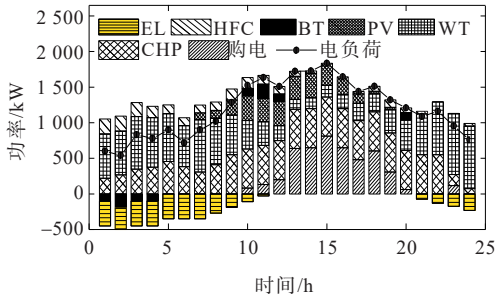
方案	购能成本/元	运维成本/元	弃风成本/元	CET成本/元	总成本/元	碳排放总量/t
3	20 660.3	3 578.2	1 614.2	3 725.6	29 587.3	20.66
4	20 276.7	3 680.4	909.5	3 278.5	28 545.1	19.81
5	20 352.9	3 811.5	744.3	3 016.7	27 925.4	19.23

首先，对比方案3、4。图6为方案3和方案4的电能平衡调度结果。对方案3而言，RIES的电、热负荷的峰谷趋势截然相反，而CHP机组通过“以热定电”模式运行。因此，当夜间热负荷较高时，CHP出力较多，出现大量的弃风功率。对方案4而言，在引入氢能利用环节后，夜间富裕的风电功率可通过EL产生氢气，并将生产的氢气输入HFC进行热电生产或通过MR甲烷化生产天然气。这有效提升了RIES的能源利用效率和风电功率的消纳水平。此外，混氢CHP系统进一步提升氢能的利用途径，解

决了传统氢能利用环节中MR能源利用效率较低的问题。由表7可知，方案4的RIES总成本、弃风成本比与系统碳排放量方案3的分别下降了3.52%、43.65%与7.55%，验证了本文所提的氢能利用模型在经济和环保方面的作用。



(a) 方案3的电能平衡结果



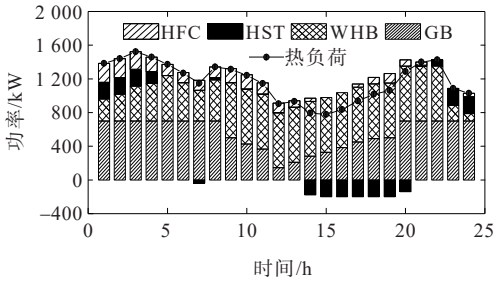
(b) 方案4的电能平衡结果

图6　方案3和方案4的电能调度结果

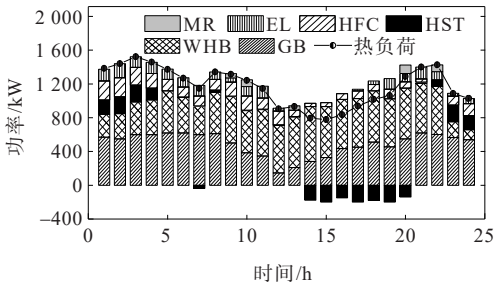
Figure 6　Electricity scheduling results for scheme 3 and scheme 4

接下来，对比方案4、5。氢能利用过程中的电解水反应和氢气甲烷化反应均属于放热反应。因此，方案5进一步考虑了该过程的余热量回收作用。图7为方案4和方案5的热能调度结果。从图7中可以看出，方案4未考虑余热回收，其在20:00—07:00等热负荷较高时段，其GB均处于满发状态，系统供热压力较大，故使其WHB输出功率较高，产生较多的弃风功率。对方案5而言，其在考虑EL和MR的余热回收后，EL可在00:00—08:00和19:00—22:00等热需求较高时段利用热回收量，缓解GB和WHB的热供应压力，供热手段更灵活，也可进一步提升夜间的风电消纳能力。由表7可知，方案5的RIES总成本、弃风成本和系统的碳排放量分别比方案4的下降了2.22%和18.16%和2.92%。

图8为方案5中氢能利用结果，图9为方案5中EL内部温度反应结果。从图8中可以看出，夜间22:00—07:00等时段的风电功率较高，EL可采用消纳富裕的风电产生氢气，其输出功率基本处于满发状态。在产生氢气后，氢能可输入HFC、MR和



(a) 方案4的热负荷平衡结果



(b) 方案5的热负荷平衡结果

图7　方案4和方案5的热能调度结果

Figure 7　Thermal scheduling results of scheme 4 and scheme 5

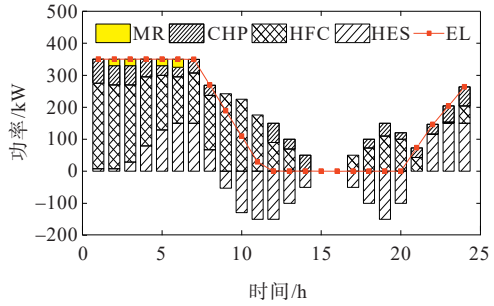


图8　方案5的氢能利用结果

Figure 8　Hydrogen energy utilization results of scheme 5

天然气管道中与储氢罐中。MR在生成气能时，还需通过CHP或GB才可进行热电生产，其效率较低。因此，系统会选择将氢气优先输入进HFC和CHP中，再将剩余氢气输入储氢罐HES进行储存，减少能量梯级利用环节。

从图9中可以看出，EL的内部温度分别在00:00—07:00与17:00—21:00等时段开始出现下降，而在08:00—16:00和22:00—24:00等时段，其内部温度出现上升。在00:00—07:00与18:00—21:00等时段，为满足该时段较高的热负荷需求，EL通过降低内部反应温度以提高产热效率，同时释放电解水储存的热能。为满足17:00—21:00时段较高的热负荷需求，应提高08:00—16:00和22:00—24:00

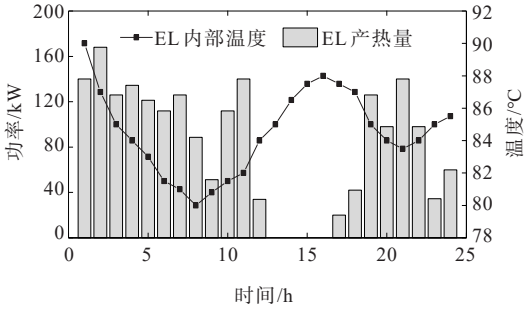


图 9 方案 5 中 EL 内部温度变化情况

Figure 9 Temperature changes inside EL of scheme 5

时段的反应温度以产生更多的氢气。综上所述，所提的计及余热回收的 EL 精细化模型具有较好的储热能力和灵活调节能力，可根据外界能量需求控制热回收能量，进一步提高了能源利用效率。

5.4 源荷灵活协调响应模型有效性分析

在方案 5 的基础上，新增 2 种方案进行对比。

方案 6 建立考虑电、热、气 IDR 策略的 RIES 优化模型。

方案 7 在方案 5 的基础上，建立综合考虑氢能利用、CHP 热电灵活输出和 IDR 模型，即本文提出的源荷灵活协调响应模型。方案 5～7 的成本对比结果见表 8。在表 8 中，用户用电、用气满意度下限分别为 0.90 和 0.85，用户电能、气能消费支出满意度下限分别为 0.93 和 0.90。

表 8 3 种方案的成本对比结果

Table 8 Comparison results of three schemes' costs

方案	购能成本/元	运维成本/元	弃风成本/元	CET成本/元	IDR补贴成本/元	IES总成本/元	碳排放总量/t	用电满意度	电能消费支出满意度	用气满意度	气能消费支出满意度
5	20 352.9	3 811.5	744.3	3 016.7	0.0	27 925.4	19.23				
6	19 882.2	3 516.7	201.5	2 015.8	714.4	26 330.6	18.35	0.921	0.945	0.892	0.924
7	19 651.3	3 641.5	151.4	1 617.7	701.5	25 763.4	17.89	0.952	0.966	0.911	0.947

图 10 为方案 6 的各类负荷 IDR 后的优化结果。对于电、气负荷，考虑基于实时价格的价格型 IDR，在电价和气价的引导下，促使用户将价格较高时段的负荷转移至价格较低时段，实现其削峰填谷的目的。而对于热负荷，可采用通过改变室内温度调节用户的用热策略。从图 10 中可以看出，方案 6 考虑电、热、气 IDR 后，电、热、气负荷均比方案 5 的出现了更好地削峰填谷趋势，有效平滑了负荷曲线。由表 8 可知，方案 6 的 RIES 总成本和碳排放总量比方案 5 的分别下降了 5.71% 和 4.58%，且方案 6 通过削峰填谷也有效提升风电功率的消纳水平，其 RIES 的弃风成本下降了 72.92%。由表 8 还可知，方案 6 中用电、用气满意度分别为 0.921 和 0.892，电能、气能消防支出满意度分别为 0.945 和 0.924，均满足价格型 IDR 的满意度下限约束。

方案 7 进一步在方案 6 的基础上在源侧引入了 ORC 设备，与荷侧 IDR 模型共同构成了源荷灵活协调响应模型，方案 6 和方案 7 的电能调度对比结果如图 11 所示。从图 11(b)中看出，在 10:00—18:00 等电负荷较高时段，热负荷需求较低，故 CHP 中产生的热功率有一部分由 ORC 进行余热发电，与 IDR 协调配合，在优化电负荷曲线的同时，进一步降低了电负荷高峰时段较高的外购电量。因此，在源侧引入 ORC 进行余热发电后，CHP 可根据 IDR

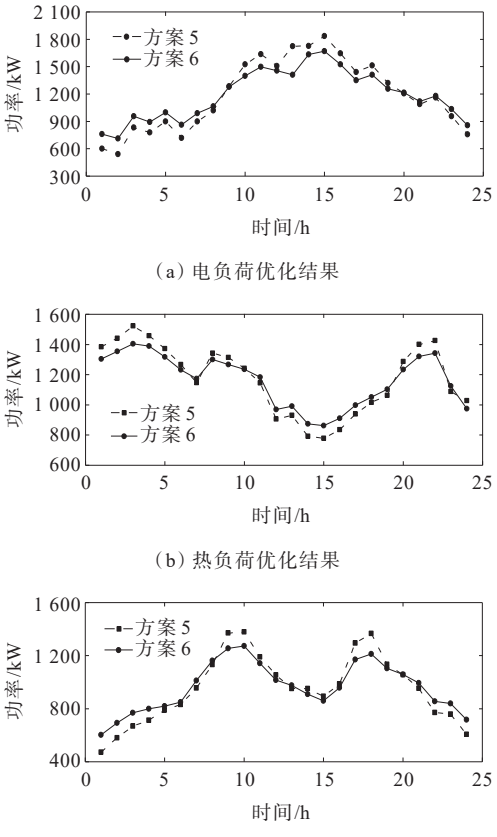
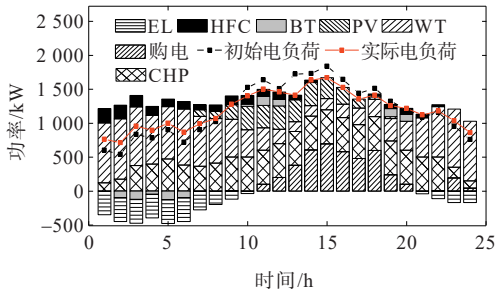


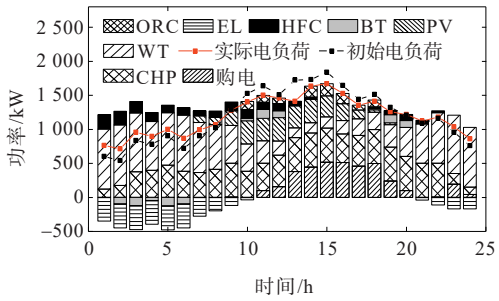
图 10 方案 5 和方案 6 的各类负荷对比结果

Figure 10 Comparison results of various loads between scheme 5 and scheme 6

调整负荷后的实际情况，灵活地安排CHP热出力，解耦CHP的“以热定电”模式。由表8可知，方案7的RIES总成本比与系统碳排放总量方案6的分别下降了2.21%与2.51%。此外，由于源侧ORC与荷侧IDR策略的协调配合，方案7进一步提升了用户参与调节的满意性，减轻了IDR的调节压力。因此，方案7的用电、用气满意度比方案6的分别提升了3.37%和2.13%，且其电能、气能消费支出满意度也比方案6的分别提升了2.22%和2.49%，验证了本文所提的源荷灵活协调响应模型的优势。



(a) 方案6的电能平衡结果



(b) 方案7的电能平衡结果

图11　方案6和方案7的电能调度对比结果

Figure 11　Comparison results of electricity scheduling between scheme 6 and scheme 7

5.5　风险系数对IES调度的影响

风险系数β的取值范围表征决策者对系统运行风险的倾向程度。为研究风险系数β对系统优化运行的影响，本节讨论β与IES总成本之间的关系。由式(36)可知，可通过改变β的值来判断IES总成本和条件风险成本之间的关系。图12为方案7下的风险系数β与系统总成本之间的关系。从图12中可以看出，β越高，系统运行风险越低。当$\beta=1$时，可完全忽略不确定性因素的影响，即此时的系统处于完全风险规避的状态。

从图12中还可以看出，随着β的增加，IES总成本也不断增加，而总成本对应的条件风险成本I_{CVaR}则随风险系数β的增加而不断降低。当$\beta=1$时，决策者不承担运行风险，此时的系统处于完全风险规避状态，IES的条件风险成本最低，且总成本也最高。当风险系数$0.7\leqslant\beta<1.0$时，决策者可承担一定的运行风险，IES总成本随风险系数的降低而出现略微减少。当风险系数$0.1\leqslant\beta<0.7$时，决策者对系统风险承担态度较好，愿意承担较大的运行风险成本以追求更低的总成本。

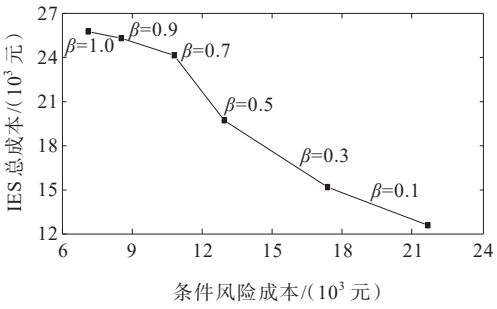


图12　IES总成本与条件风险成本关系

Figure 12　Relationship between total costs of IES and risk coefficient

6　结语

本文提出一种计及源荷灵活协调响应和氢能精细化利用的RIES优化调度策略，通过源、荷协调配合，实现RIES低碳经济运行。通过仿真验证，可得到以下结论：

1) 所提氢能精细化利用模型能充分考虑氢能生产和转换过程中的余热回收，并且混氢CHP系统也提高了氢能的利用途径，有效提升了系统的能源利用效率和风能的消纳水平；

2) 所提的源荷灵活协调响应模型能在平滑用户电、热、气负荷曲线的同时，通过灵活调整CHP热电出力降低用户在高峰负荷时段的机组供能压力，缓解了系统碳排放量，减少了系统购能成本，实现了RIES低碳、经济和灵活运行；

3) 相比传统碳交易机制，阶梯型碳交易机制能有效降低高碳机组的出力和增加清洁机组的上网能力，进一步减少了RIES的碳排放量。此外，碳交易机制各项参数对RIES的碳排放量和碳交易成本均有较大影响；

4) 所提的考虑CVaR的IES调度模型可有效兼顾系统的不确定性因素，CVaR理论可度量系统运行的不确定性风险，且决策者可通过选取适宜的风险系数与最优的运行策略以降低系统运行成本。

随着中国大力推动制氢技术发展，电氢耦合多能系统示范项目开始大量投产建设。目前，已有多个含氢能利用的综合能源示范项目完成建设，如国网达州供电局投产的首个海岛绿氢综合能源示范项目—大陈岛氢能综合利用示范工程、安徽省六安市投运的国内首座兆瓦级氢能综合利用示范基地等。本文所提含氢能利用的RIES模型适用于国内大多数电-热-氢综合能源示范项目，可通过所提策略给实际的电-热-氢综合能源示范项目调度优化提供参考意见。

此外，本文研究仅将RIES作为一个整体进行讨论与研究，忽略了系统中各个主体的主动性。在后续研究中，将进一步考虑RIES中不同投资主体的利益冲突和合作模式。

参考文献：

[1] 张希良,姜克隽,赵英汝,等.促进能源气候协同治理机制与路径跨学科研究[J].全球能源互联网,2021,4(1): 1-4.
ZHANG Xiliang, JIANG Kejun, ZHAO Yingru, et al. Boost interdisciplinary research on development pathway and synergy governance of energy and climate [J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2021, 4(1): 1-4.

[2] 范建斌,孟昭军,单沫文,等.综合能源系统关键技术与国际标准化综述[J].电网与清洁能源,2023,39(12): 1-9.
FAN Jianbin, MENG Zhaojun, SHAN Mowen, et al. A review of key technologies and international standardization of multi energy coupling systems[J]. Power System and Clean Energy,2023,39(12): 1-9.

[3] 曾鸣,刘英新,周鹏程,等.综合能源系统建模及效益评价体系综述与展望[J].电网技术,2018,42(6): 1697-1708.
ZENG Ming, LIU Yingxin, ZHOU Pengcheng, et al. Review and prospects of integrated energy system modeling and benefit evaluation[J]. Power System Technology,2018,42(6): 1697-1708.

[4] 吴艳娟,张亦炫,王云亮.计及多重需求响应的综合能源系统多时间尺度低碳运行[J].电力工程技术,2024,43(2): 21-32.
WU Yanjuan, ZHANG Yixuan, WANG Yunliang. Multi-time scale low carbon operation integrated energy system considering multiple integrated demand responses [J]. Electric Power Engineering Technology, 2024, 43(2): 21-32.

[5] EBRAHIMI-MOGHADAM A, JABARI MOGHADAM A, FARZANEH-GORD M, et al. Performance investigation of a novel hybrid system for simultaneous production of cooling, heating, and electricity[J]. Sustainable Energy Technologies and Assessments,2021, 43: 100931.

[6] 李红伟,吴佳航,王佳怡,等.计及P2G及碳捕集的风光氢储综合能源系统低碳经济调度[J].电力系统保护与控制,2024,52(16): 26-36.
LI Hongwei, WU Jiahang, WANG Jiayi, et al. Low-carbon economic dispatch of a wind, solar, and hydrogen storage integrated energy system considering P2G and carbon capture[J]. Power System Protection and Control,2024,52 (16): 26-36.

[7] LI Z G, WU W C, WANG J H, et al. Transmission-constrained unit commitment considering combined electricity and district heating networks[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy,2016,7(2): 480-492.

[8] 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.

[9] 杨宇玄,高栋梁,陈一鸣,等.考虑碳捕集和气网混氢的气电耦合系统低碳经济调度[J].中国电力,2023,56(10): 1-10.
YANG Yuxuan, GAO Dongliang, CHEN Yiming, et al. Low carbon economic dispatch of gas electricity coupling system considering carbon capture and hydrogen mixing in gas grid[J]. Electric Power, 2023, 56 (10): 1-10.

[10] 邓杰,姜飞,王文烨,等.考虑电热柔性负荷与氢能精细化建模的综合能源系统低碳运行[J].电网技术,2022,46(5): 1692-1704.
DENG Jie, JIANG Fei, WANG Wenye, et al. Low-carbon optimized operation of integrated energy system considering electric-heat flexible load and hydrogen energy refined modeling[J]. Power System Technology, 2022,46(5): 1692-1704.

[11] 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.

[12] 高玉,王琦,陈严,等.考虑需求响应和能量梯级利用的含氢综合能源系统优化调度[J].电力系统自动化,2023,47(4): 51-59.

GAO Yu,WANG Qi,CHEN Yan,et al.Optimal dispatch of integrated energy system with hydrogen considering demand response and cascade energy utilization[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(4): 51-59.

[13] 李冠儒,孙亮,罗瑞,等.考虑能量梯级利用的风氢综合能源系统多目标优化配置[J].电力建设,2024,45(10): 1-12.
LI Guanru, SUN Liang, LUO Rui, et al. Multi-objective optimization of wind-hydrogen integrated energy systems with energy cascade utilization[J]. Electric Power Construction,2024,45(10): 1-12.

[14] LIU X H, ZU L Y, WEI Z B, et al. Two-layer optimal scheduling of integrated electric-hydrogen energy system with seasonal energy storage[J]. International Journal of Hydrogen Energy,2024,82: 1131-1145.

[15] 徐波,伍声宇,侯东羊,等.考虑季节性储氢的区域能源系统优化模型[J].智慧电力,2024,52(2): 40-47.
XU Bo, WU Shengyu, HOU Dongyang, et al. Regional energy system optimization model considering seasonal hydrogen storage[J].Smart Power,2024,52(2): 40-47.

[16] 王文烨,姜飞,张新鹤,等.含规模氢能综合利用的高比例风光多能源系统低碳灵活调度[J].电网技术,2024,48(1): 197-211.
WANG Wenye, JIANG Fei, ZHANG Xinhe, et al. Low-carbon and flexible dispatch of high-proportion wind-photovoltaic multi-energy system with comprehensive utilization of large-scale hydrogen energy[J]. Power System Technology,2024,48(1): 197-211.

[17] 张智泉,陈晓杰,符杨,等.含海上风电制氢的综合能源系统分布鲁棒低碳优化运行[J].电网技术,2025,49(1): 41-51.
ZHANG Zhiquan, CHEN Xiaojie, FU Yang, et al. Distributionally robust low-carbon optimal operation for integrated energy system including hydrogen production from offshore wind power[J].Power System Technology, 2025,49(1): 41-51.

[18] HAN L,WANG S Q,CHENG Y J,et al.Multi-timescale scheduling of an integrated electric-hydrogen energy system with multiple types of electrolysis cells operating in concert with fuel cells[J]. Energy, 2024, 307:132707.

[19] 任涵钰,王昀,谢海鹏,等.计及综合需求响应与动态收益分配的园区运营商电-热联合竞标策略[J].电网技术,2024,48(7): 2734-2744.
REN Hanyu, WANG Yun, XIE Haipeng, et al. Joint electricity-heat decision-making strategy for park operator considering integrated demand response and dynamic revenue registration[J]. Power System Technology,2024,48(7): 2734-2744.

[20] 邱彬,宋绍鑫,王凯,等.计及需求响应和阶梯型碳交易机制的区域综合能源系统优化运行[J].电力系统及其自动化学报,2022,34(5): 87-95+101.
QIU Bin, SONG Shaoxin, WANG Kai, et al. Optimal operation of regional integrated energy system considering demand response and ladder-type carbon trading mechanism[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2022,34(5): 87-95+101.

[21] 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.

[22] 盛四清,张佳欣,李然,等.考虑综合需求响应的综合能源系统多能协同优化调度[J].电力自动化设备,2023,43(6): 1-9.
SHENG Siqing, ZHANG Jiaxin, LI Ran, et al. Multi-energy collaborative optimization scheduling of integrated energy system considering integrated demand response[J].Electric Power Automation Equipment,2023, 43(6): 1-9.

[23] 万庆祝,闵现娟,于佳松,等.需求响应下的电制氢多模式利用综合能源系统优化调度[J].供用电,2024,41(12): 81-92.
WAN Qingzhu, MIN Xianjuan, YU Jiasong, et al. Optimized scheduling for an integrated energy system with multi-modal utilization of electric hydrogen production under demand response[J]. Distribution & Utilization,2024,41(12): 81-92.

[24] 杨航,张涛,冉华军,等.考虑需求响应与碳价不确定性的综合能源系统优化调度[J].现代电力,2025,42(4): 640-649.
YANG Hang, ZHANG Tao, RAN Huajun, et al. Optimal dispatching of integrated energy systems considering demand response and carbon price uncertainty[J]. Modern Electric Power,2025,42(4): 640-649.

[25] 李春燕,唐瞻文,汤佶元,等.极端灾害下基于综合需求响应的电-水-气综合能源系统负荷恢复策略[J].高电压技术,2024,50(4): 1403-1415.
LI Chunyan, TANG Zhanwen, TANG Jiyuan, et al. Load recovery strategy for integrated electricity-water-gas energy system based on integrated demand response under extreme disasters[J]. High Voltage Engineering, 2024,50(4): 1403-1415.

[26] CHONG Z X, YANG L J, JIANG Y N, et al. Hybrid-timescale optimal dispatch strategy for electricity and

heat integrated energy system considering integrated demand response[J]. Renewable Energy, 2024, 232: 121123.

[27] XING X T, LIN J, SONG Y H, et al. Optimization of hydrogen yield of a high-temperature electrolysis system with coordinated temperature and feed factors at various loading conditions: a model-based study[J]. Applied Energy,2018,232: 368-385.

[28] 江悦,沈小军,吕洪,等.碱性电解槽运行特性数字孪生模型构建及仿真[J].电工技术学报,2022,37(11): 2897-2908.
JIANG Yue,SHEN Xiaojun,LÜ Hong,et al.Construction and simulation of operation digital twin model for alkaline water electrolyzer[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2022,37(11): 2897-2908.

[29] 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.

[30] MEHRJERDI H, SABOORI H, JADID S. Power-to-gas utilization in optimal sizing of hybrid power, water, and hydrogen microgrids with energy and gas storage[J]. Journal of Energy Storage,2022,45: 103745.

[31] 田亮,谢云磊,周桂平,等.基于两阶段随机规划的热电机组深调峰辅助服务竞价策略[J].电网技术,2019,43(8): 2789-2798.
TIAN Liang,XIE Yunlei,ZHOU Guiping,et al.Deep peak regulation ancillary service bidding strategy for CHP units based on two-stage stochastic programming[J]. Power System Technology,2019,43(8): 2789-2798.

[32] 王瑞,程杉,刘烨,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.

[33] 赵依茗,彭道刚,徐春梅,等.计及奖惩阶梯型碳交易和源荷不确定性的综合能源调度研究[J].电测与仪表,2025,62(3): 208-216.
ZHAO Yiming, PENG Daogang, XU Chunmei, et al. Research on integrated energy dispatch with a reward and punishment ladder-type carbon trading and source load uncertainty[J]. Electrical Measurement & Instrumentation,2025,62(3): 208-216.