

考虑氢能耦合及阶梯碳交易的综合能源系统多时间尺度低碳优化调度

赵北涛¹, 刘光宇^{1,2}, 韩东升²

(1. 国网天津市电力公司武清供电分公司, 天津 301700; 2. 华北电力大学电气与电子工程学院, 河北 保定 071003)

摘要:为实现能源的高效利用和降低系统碳排放量和源荷不确定性,提出一种考虑氢能耦合及阶梯型碳交易机制的综合能源系统多时间尺度低碳协同优化调度策略。首先,为有效降低系统的碳排放水平,引入阶梯型碳交易机制,建立低碳经济调度模型。然后,为充分发挥氢能的安全高效、低碳清洁的特性,建立以电解槽、氢燃料电池和甲烷反应器为主的氢能耦合模型,并引入电、热、氢多源储能模型。最后,为降低源、荷预测误差对系统优化调度的影响,并同时考虑到不同能源在不同时间尺度下的响应差异性,构建日前一日多时间尺度低碳优化调度模型。算例分析表明,氢能耦合系统和阶梯型碳交易机制的引入不仅能提高系统运行经济性,还能减少系统的碳排放量,且所提多时间尺度调度策略能有效平抑系统功率波动,降低系统源荷不确定性。

关键词:氢能耦合;多时间尺度;碳交易机制;协同优化;多源储能

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2023.03.004 中图分类号: TM863 文章编号: 1673-9140(2023)03-0035-12

Multi-time-scale low-carbon optimal scheduling of integrated energy systems considering hydrogen energy coupling and ladder carbon trading

ZHAO Beitao¹, LIU Guangyu^{1,2}, HAN Dongsheng²

(1. State Grid Tianjin Wuqing Electric Power Supply Company, Tianjin 301700, China; 2. School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

Abstract: In order to realize the efficient utilization of energy, as well as reduce carbon emissions and source load uncertainty, this paper proposes a multi-time-scale low-carbon collaborative optimal scheduling strategy for integrated energy systems considering hydrogen energy coupling and stepped carbon trading mechanism. Firstly, in order to effectively reduce the carbon emission level of the system, a ladder carbon trading mechanism is introduced, and a low-carbon economic scheduling model is established. Secondly, to give full play to the efficient and clean characteristics of hydrogen energy, a hydrogen energy coupling equipment model based on electrolytic cell, hydrogen fuel cell and methane reactor is established, and a multi-source energy storage model of electricity, heat and hydrogen is developed. Finally, with a purpose to reduce the impact of source and load prediction errors on the optimal scheduling of the system, and taking into account the response differences of electricity, heat, gas under different time scales, the scheduling models for day-ahead and intra-day multi time scale are constructed, respectively. The example analysis shows that the introduction of hydrogen energy coupling system and stepped carbon trading mechanism can not only improve the operation economy, but also reduce the carbon emissions, and the proposed multi time scale scheduling strategy can effectively

收稿日期: 2022-06-14; 修回日期: 2022-11-07

基金项目: 国家自然科学基金(61771195); 国网天津市电力公司科技项目(KJ22-1-72)

通信作者: 刘光宇(1995—), 男, 硕士研究生, 主要从事综合能源系统优化运行研究; E-mail: zhanghn@ncepu.edu.cn

suppress the power fluctuation, and reduce the uncertainty of the system source load.

Key words: hydrogen energy coupling; multi time scale; carbon trading mechanism; collaborative optimization; multi-source energy storage

在“双碳”目标驱动下,大力发展清洁能源、提高能源利用效率已成为能源领域的一个重要发展方向^[1-2]。氢能作为清洁的二次能源,其容量大、能量密度高且污染低,应用在综合能源系统(integrated energy system, IES)中可加强不同能源形式之间的耦合,对提高系统能源利用率、运行灵活性及低碳减排等具有重要意义^[3-8]。此外,在高比例可再生能源接入 IES 的情况下, IES 供需双侧会出现较大的不确定性,这为 IES 稳定运行与优化带来了一定挑战^[9]。

目前已有大量国内外学者对 IES 的优化与运行展开了深入的研究。文献[10]构建以冷热电联产系统(combined cooling heating and power, CCHP)为核心的 IES 经济调度模型,以运行成本最小为目标实现机组的最优出力;文献[11]建立含电热联产系统(combined heating and power, CHP)机组、燃气锅炉及电转气等能源耦合设备的 IES 优化调度模型,加强了电、气之间的耦合并提高了新能源的消纳能力。为了充分考虑需求侧资源对系统的影响,文献[12]引入综合需求响应(integrated demand response, IDR)策略,建立含电转气和多源储能的能源枢纽优化模型,实现对用户负荷的联合调度;文献[13]针对电、热负荷的柔性特性提出一种考虑调度人员参与下的 IDR 模型,建立计及 IDR 的电热 IES 经济调度模型,提高了新能源消纳能力。然而,上述文献仅从 IES 经济性方面进行研究,忽略了可再生能源及负荷预测误差对系统优化调度的影响。

为了减少综合能源系统内源、荷预测误差对系统优化的影响,基于“逐步细化”的多时间尺度调度策略得到了广泛的应用。文献[14]根据冷、热、电在不同时间尺度上的相关性和互补性,提出了日前一日内双时间尺度优化平抑模型;文献[15]基于模型预测控制方法(model predictive control, MPC)方法,分别建立了日前调度、日内滚动和实时反馈的多时间尺度优化调度策略,既保证了 IES 的运行经济性,也降低了源、荷预测误差带来的功率波动;文献[16]则考虑电能和热、气能在不同时间尺度的

响应能力,建立了双层时间尺度的滚动优化模型,并在日前调度中引入多能灵活性方程以提升 IES 运行灵活性;文献[17]提出一种基于分布式 MPC 方法的 IES 多时间尺度优化调度方法,通过对各子系统的协调控制实现整个系统的在线优化。然而,上述文献只针对电、热、气能源对 IES 进行调度优化,氢能作为清洁的二次能源,研究其在 IES 的应用具有重要意义。

现今针对氢能在 IES 应用的研究主要围绕电制氢、氢燃料电池及氢储能等技术展开研究。文献[18]利用 P2G 设备将氢能与天然气耦合,提出了电—气—氢耦合的混合储能模型;文献[19]则在 IES 中加入风电制氢装置,分析了风电制氢装置对减少 IES 运行成本、提高新能源消纳能力的影响;文献[20]提出一种计及风电出力随机性的电—气—氢耦合 IES 优化模型,验证了 IDR 策略及氢储能对风电的消纳作用,有效降低了 IES 日运行费用。为了降低系统碳排放,文献[21]建立了考虑经济与碳排放的电—热—气—氢 IES 日前调度模型,有效保证了系统运行经济性和环保型;文献[22]则针对电、热负荷的可调度价值,建立了考虑电、热柔性特性及氢能精细化建模的 IES 优化模型。上述文献针对氢能的清洁特性进行了较为深入的研究,但均是以可再生能源和负荷精准预测为前提的情况下展开研究,忽略了源—荷之间的不确定性。

针对上述问题,本文针对氢能耦合系统及源、荷不确定性对 IES 优化调度影响的问题,提出一种考虑氢能耦合和阶梯型碳交易机制的 IES 多时间尺度优化调度策略。首先,为了充分发挥氢能的高效清洁的特性,建立了以电解槽、氢燃料电池、甲烷反应器及氢储能组成的氢能耦合系统。其次,分别在日前、日内调度模型中引入阶梯型碳交易成本,构建了基于阶梯型碳交易机制的低碳优化调度模型。然后,考虑到不同能源在不同时间尺度下的调度差异性,基于 MPC 方法分别构建了 30 min 级的日内长时间尺度调度模型和 5 min 级的日内短时间尺度调度模型。最后,通过算例仿真验证了所提模型的

有效性,能够在提升 IES 经济性和环保性的同时,有效降低了系统功率波动的影响。

1 电—热—气—氢综合能源系统

本文构建的电—热—气—氢 IES 结构如图 1 所示。其中氢能环节包括电制氢环节、氢转天然气环节以及氢转热电环节,相关设备包括氢燃料电池(hydrogen fuel cell, HFC)、甲烷反应器(methane reactor, MR)及电解槽(electrolytic cell, EC)。此外还包括燃气轮机(gas turbine, GT)、余热锅炉(waste heat boiler, WHB)及燃气锅炉(gas boiler, GB)和以储电(electricity storage device, ESD)、储热(thermal storage device TSD)及储氢(hydrogen storage device, HSD)构成的多源储能装置。其中,氢燃料电池、电解槽以及多源储能装置的数学模型可参见文献[22],甲烷反应器的数学模型可见文献[23],燃气轮机、余热锅炉和燃气锅炉的数学模型可见文献[15]。

由于氢能的低碳清洁特性,将氢能应用在以电、热、气为主的 IES 中可以加强不同能源的耦合互补,从而形成具有更高灵活性的多能互补系统。氢能可在 IES 中的有效利用,可以进一步推动能源系统向低碳、清洁、灵活高效转型,实现 IES 低碳经济运行。

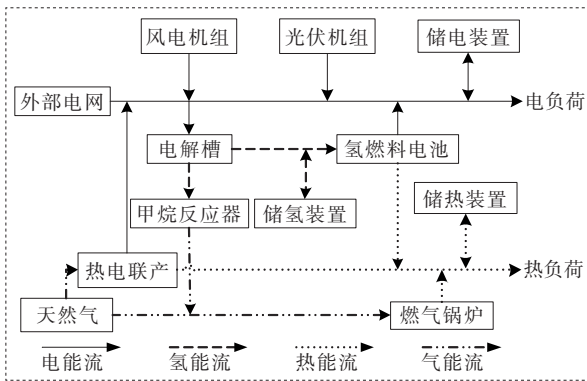


图 1 IES 结构

Figure 1 System structure of an IES

2 阶梯型碳交易机制

为发挥 IES 的低碳特性,引入阶梯型碳交易机

制来限制系统的碳排放量。本文采用无偿分配的方式对系统的初始碳排放配额进行分配,考虑系统向外部电网的购电量均来自火电,依据基准线法,认为 IES 中碳排放源来自于外购电力、CHP 和 GB 三部分,则碳交易的无偿碳排放配额分配如下:

$$\begin{cases} G = G_{\text{Grid}} + G_{\text{CHP}} + G_{\text{GB}} \\ G_{\text{Grid}} = \epsilon_e \sum_{t=1}^T P_{g,t}^{\text{buy}} \Delta t \\ G_{\text{CHP}} = \epsilon_h \left(\sum_{t=1}^T \varphi_{\text{eh}} P_{\text{GT},t} + P_{\text{WHB},t} \right) \Delta t \\ G_{\text{GB}} = \epsilon_h \sum_{t=1}^T P_{\text{GB},t} \Delta t \end{cases} \quad (1)$$

式中, G_{Grid} 、 G_{CHP} 、 G_{GB} 分别为 IES 中外购电力、CHP 及 GB 的无偿碳配额; G 为 IES 总的碳配额; $P_{g,t}^{\text{buy}}$ 为 IES 外购电量; ϵ_e 、 ϵ_h 分别为单位电量和单位热量的无偿碳配额系数; φ_{eh} 为发电量折算成供热量的折算系数,取 $6 \text{ MJ}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ [24]; $P_{\text{GT},t}$ 为 GT 输出的电功率; $P_{\text{WHB},t}$ 、 $P_{\text{GB},t}$ 分别为 WHB 和 GB 输出热功率。

考虑到 MR 中氢能转换成天然气时会吸收一部分二氧化碳,因此在计量 IES 实际运行中的碳排放量时,还需进一步考虑 MR 设备对二氧化碳的捕获消纳作用。则实际的碳排放量计算如下:

$$\begin{cases} G^{\text{Act}} = G_{\text{Grid}}^{\text{Act}} + G_{\text{total}}^{\text{Act}} - G_{\text{MR}}^{\text{Act}} \\ G_{\text{MR}}^{\text{Act}} = \alpha_g \sum_{t=1}^T P_{\text{MR},t}^{\text{gas}} \Delta t \\ G_{\text{Grid}}^{\text{Act}} = \sum_{t=1}^T (a_1 + b_1 P_{g,t}^{\text{buy}} + c_1 (P_{g,t}^{\text{buy}})^2) \\ G_{\text{total}}^{\text{Act}} = \sum_{t=1}^T (a_2 + b_2 P_{\text{total},t} + c_2 (P_{\text{total},t})^2) \\ P_{\text{total},t} = P_{\text{GT},t} + P_{\text{WHB},t} + P_{\text{GB},t} \end{cases} \quad (2)$$

式中, G^{Act} 为 IES 实际总的碳排放量; $G_{\text{Grid}}^{\text{Act}}$ 、 $G_{\text{total}}^{\text{Act}}$ 分别为外部购电、燃气机组的实际碳排放量; $G_{\text{MR}}^{\text{Act}}$ 为 MR 吸收的二氧化碳量; $P_{\text{total},t}$ 为全部燃气机组的等效输出功率; α_g 为 MR 转换过程中吸收二氧化碳的效率系数; $P_{\text{MR},t}^{\text{gas}}$ 为 MR 输出的天然气功率; a_1 、 b_1 、 c_1 和 a_2 、 b_2 、 c_2 分别为外购电力和燃气机组的碳排放计算参数。

为了进一步限制 IES 碳排放量,采用阶梯型碳交易成本计算模型。规定若干排放区间,排放量越大的区间,其相应的单位碳交易价格越高。具体表示如下:

$$F_C = \begin{cases} \lambda(G^{\text{Act}} - G), & G^{\text{Act}} \leq G + h \\ \lambda h + (1 + \gamma)\lambda(G^{\text{Act}} - G - h), & G + h < G^{\text{Act}} \leq G + 2h \\ (2 + \gamma)\lambda h + (1 + 2\gamma)\lambda(G^{\text{Act}} - G - 2h), & G + 2h < G^{\text{Act}} \leq G + 3h \\ (3 + 3\gamma)\lambda h + (1 + 3\gamma)\lambda(G^{\text{Act}} - G - 3h), & C_p + 3h < G^{\text{Act}} \leq C_p + 4h \\ (4 + 6\gamma)\lambda h + (1 + 4\gamma)\lambda(G^{\text{Act}} - G - 4h), & G + 4h < G^{\text{Act}} \end{cases} \quad (3)$$

式中, F_C 为 IES 承担的碳交易成本; λ 为市场上的单位碳交易价格; h 为碳排放区间长度; γ 为每个阶梯型碳交易价格的增长幅度。

3 多时间尺度优化调度模型

为减少可再生能源及负荷预测的不确定性对 IES 调度的影响, 本文建立了日前一日内多时间尺度优化调度模型, 具体流程如图 2 所示。日前调度阶段以 1 h 为时间尺度, 以购能成本、运行成本以及阶梯型碳交易成本之和最小为目标函数, 得到各设备 24 h 的日前运行计划。日内滚动优化调度则遵从日前调度计划, 考虑不同能源在调度时间尺度上的差异性, 对接下来控制时域内的预测信息进行更

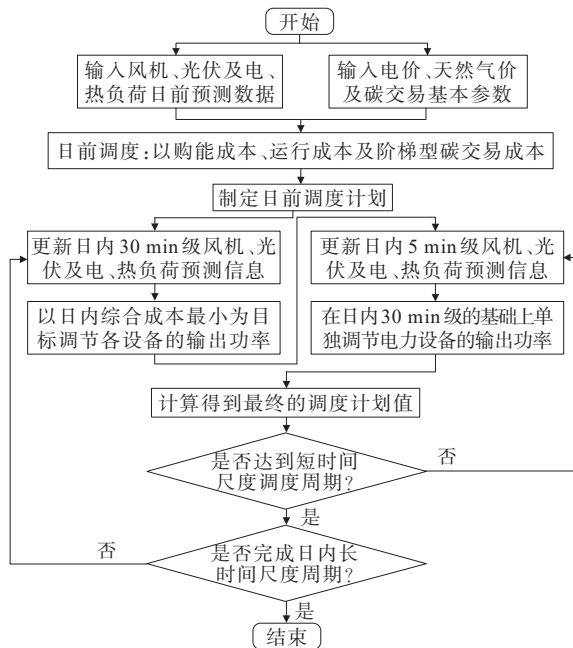


图 2 IES 多时间尺度调度流程

Figure 2 multi time scale scheduling flow chart of IES

新, 并分别以 30 min 级的长时间尺度调度和 5 min 级短时间尺度调度建立日内双时间尺度滚动优化调度模型。通过逐级细化时间尺度来降低源、荷功率波动对系统优化的影响。

3.1 计及氢能耦合及阶梯型碳交易机制的日前调度模型

3.1.1 目标函数

日前调度以购能成本、运行维护成本、阶梯碳交易成本和弃风弃光惩罚成本之和最小为优化目标, 其目标函数如下:

$$\min F^{\text{DA}} = F_{\text{Grid}}^{\text{DA}} + F_{\text{Main}}^{\text{DA}} + F_{\text{Ab}}^{\text{DA}} + F_{\text{C}}^{\text{DA}} \quad (4)$$

式中, F^{DA} 为 IES 的总成本; $F_{\text{Grid}}^{\text{DA}}$ 、 $F_{\text{Main}}^{\text{DA}}$ 、 $F_{\text{Ab}}^{\text{DA}}$ 、 F_{C}^{DA} 分别为购能成本、设备运行维护成本、弃风弃光惩罚成本和阶梯型碳交易成本。其中 F_{C}^{DA} 的表达式如式(3), 其余 3 项分别表示如下:

$$\begin{cases} F_{\text{Grid}}^{\text{DA}} = \sum_{t=1}^T (c_{g,t}^{\text{buy}} P_{g,t}^{\text{buy}} - c_{g,t}^{\text{sell}} P_{g,t}^{\text{sell}} + c_{\text{Gas},t} \frac{G_{\text{Gas},t}}{L_{\text{ng}}}) \Delta t \\ F_{\text{Main}}^{\text{DA}} = \sum_{t=1}^T (\sum_m \alpha_m (P_{m,t}^{\text{chr}} + P_{m,t}^{\text{dis}}) + \sum_i \lambda_i P_{i,t}) \Delta t \\ F_{\text{Ab}}^{\text{DA}} = \sum_{t=1}^T (\varphi_{\text{WT}} P_{\text{WT},t}^{\text{Ab}} + \varphi_{\text{PV}} P_{\text{PV},t}^{\text{Ab}}) \Delta t \end{cases} \quad (5)$$

式中, $c_{g,t}^{\text{buy}}$ 、 $c_{g,t}^{\text{sell}}$ 分别为 IES 与外部电网交互的购、售电价格; $P_{g,t}^{\text{buy}}$ 、 $P_{g,t}^{\text{sell}}$ 分别为 IES 与外部电网交互的购、售电功率; $c_{\text{Gas},t}$ 为 IES 的购气价格; $G_{\text{Gas},t}$ 为购气功率; L_{ng} 为天然气低热值; m 为储能装置的种类; α_m 为储能装置 m 的运行维护系数; $P_{m,t}^{\text{chr}}$ 、 $P_{m,t}^{\text{dis}}$ 分别为储能设备 m 的充、放能功率; i 为能源转换设备的种类; λ_i 为设备 i 的运行维护系数; $P_{i,t}$ 为设备 i 的输出功率; φ_{WT} 、 φ_{PV} 分别为弃风和弃光的惩罚系数; $P_{\text{WT},t}^{\text{Ab}}$ 、 $P_{\text{PV},t}^{\text{Ab}}$ 分别为弃风、弃光功率。

3.1.2 约束条件

1) 设备运行约束。

各设备运行约束需满足出力上、下限约束和爬坡率上、下限约束:

$$\begin{cases} I_{i,t} P_i^{\text{min}} \leq P_{i,t} \leq I_{i,t} P_i^{\text{max}} \\ P_i^{\text{down}} \leq P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq P_i^{\text{up}} \end{cases} \quad (6)$$

$$\begin{cases} I_{m,t}^{\text{chr}} P_m^{\text{chr}, \text{min}} \leq P_{m,t}^{\text{chr}} \leq P_m^{\text{chr}, \text{max}} I_{m,t}^{\text{chr}} \\ I_{m,t}^{\text{dis}} P_m^{\text{dis}, \text{min}} \leq P_{m,t}^{\text{dis}} \leq P_m^{\text{dis}, \text{max}} I_{m,t}^{\text{dis}} \\ I_{m,t}^{\text{dis}} + I_{m,t}^{\text{chr}} \leq 1 \end{cases} \quad (7)$$

式(6)、(7)中, i 为各能源设备的种类; P_i^{\min} 、 P_i^{\max} 分别为能源设备 i 的输出功率最小、最大值; P_i^{down} 、 P_i^{up} 分别为能源设备 i 的输出功率爬坡率最小、最大值; $P_{m,t}^{\text{chr}}$ 、 $P_{m,t}^{\text{dis}}$ 为储能设备 m 的充、放能功率; $P_m^{\text{chr,max}}$ / $P_m^{\text{chr,min}}$ 、 $P_m^{\text{dis,max}}$ / $P_m^{\text{dis,min}}$ 分别为储能设备 m 充、放功率上/下限; $I_{i,t}$ 为能源设备 i 的运行状态标志位; $I_{m,t}^{\text{chr}}$ 和 $I_{m,t}^{\text{dis}}$ 分别为储能设备 m 的充、放功率状态标志位。

系统约束除了满足各设备运行约束之外,还需要满足电、热、气、氢功率平衡约束。

2) 电功率平衡约束。

$$\begin{aligned} & P_{\text{WT},t} + P_{\text{PV},t} + P_{\text{GT},t} + \\ & P_{g,t}^{\text{buy}} + P_{\text{ESD},t}^{\text{dis}} + P_{\text{EC},t}^{\text{e}} + P_{\text{HFC},t}^{\text{e}} = \\ & P_{\text{load},t}^{\text{e}} + P_{g,t}^{\text{sell}} + P_{\text{ESD},t}^{\text{chr}} + P_{\text{WT},t}^{\text{Ab}} + P_{\text{PV},t}^{\text{Ab}} \end{aligned} \quad (8)$$

式中, $P_{\text{WT},t}$ 、 $P_{\text{PV},t}$ 分别为风电、光伏的输出电功率; $P_{\text{ESD},t}^{\text{chr}}$ 、 $P_{\text{ESD},t}^{\text{dis}}$ 分别为储电装置的充、放电功率; $P_{\text{HFC},t}^{\text{e}}$ 为HFC的输出电功率; $P_{\text{EC},t}^{\text{e}}$ 为输入进EC的电功率; $P_{\text{load},t}^{\text{e}}$ 为用户的电负荷。

3) 热功率平衡约束。

$$P_{\text{GB},t} + P_{\text{WHB},t} + P_{\text{TSD},t}^{\text{dis}} + P_{\text{HFC},t}^{\text{h}} = P_{\text{load},t}^{\text{h}} + P_{\text{TSD},t}^{\text{chr}} \quad (9)$$

式中, $P_{\text{TSD},t}^{\text{chr}}$ 、 $P_{\text{TSD},t}^{\text{dis}}$ 分别为储热装置的充、放热功率; $P_{\text{HFC},t}^{\text{h}}$ 为HFC的输出热功率; $P_{\text{load},t}^{\text{h}}$ 为用户的热负荷。

4) 气功率平衡约束。

$$G_{\text{Gas},t} + P_{\text{MR},t}^{\text{gas}} = G_{\text{GT},t} + G_{\text{GB},t} \quad (10)$$

式中, $G_{\text{Gas},t}$ 为IES购买的总天然气量; $G_{\text{GT},t}$ 、 $G_{\text{GB},t}$ 分别为GT和GB消耗的天然气体积。

5) 氢功率平衡约束。

$$P_{\text{EC},t}^{\text{H}_2} = P_{\text{MR},t}^{\text{H}_2} + P_{\text{HFC},t}^{\text{H}_2} + P_{\text{HSD},t}^{\text{dis}} - P_{\text{HSD},t}^{\text{chr}} \quad (11)$$

式中, $P_{\text{HSD},t}^{\text{chr}}$ 、 $P_{\text{HSD},t}^{\text{dis}}$ 分别为储氢罐的充、放能功率; $P_{\text{MR},t}^{\text{H}_2}$ 为输入MR的氢功率; $P_{\text{HFC},t}^{\text{H}_2}$ 为输入HFC的氢功率; $P_{\text{EC},t}^{\text{H}_2}$ 为EC输出的氢功率。

6) 交互功率约束。

IES需满足与外部电网、外部气网交互时的约束:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{g,t}^{\text{sell}} \leq I_{g,t}^{\text{sell}} P_{g,\text{max}}^{\text{sell}} \\ 0 \leq P_{g,t}^{\text{buy}} \leq I_{g,t}^{\text{buy}} P_{g,\text{max}}^{\text{buy}} \\ I_{g,t}^{\text{sell}} + I_{g,t}^{\text{buy}} \leq 1 \\ 0 \leq G_{\text{Gas},t} \leq G_{\text{Gas},\text{max}} \end{cases} \quad (12)$$

式中, $I_{g,t}^{\text{buy}}$ 、 $I_{g,t}^{\text{sell}}$ 分别为向电网购、售电标志; $P_{g,\text{max}}^{\text{sell}}$ 、 $P_{g,\text{max}}^{\text{buy}}$ 分别为IES与外部电网交互的最大购、售电功率; $G_{\text{Gas},t}$ 为购气功率; $G_{\text{Gas},\text{max}}$ 为最大购气功率。

3.2 基于MPC的日内滚动优化调度模型

在日内滚动优化调度模型中,基于日前调度结果及MPC方法,通过双时间尺度调度策略来平抑不同能量的功率波动。

1) 长时间尺度调度模型。

长时间调度模型以30 min为时间尺度,在 t_0 时段开始时,根据更新的可再生能源和负荷预测信息调整设备 t_0-t_0+30 min时段的调度计划,平抑电、热、气、氢能的功率波动。长时间尺度调度以购能成本、设备调整惩罚成本和阶梯型碳交易成本之和最低为目标函数,即

$$\min F_{\text{long}}^{\text{IN}} = F_{\text{Grid}}^{\text{IN}} + F_{\text{Gas}}^{\text{IN}} + F_{\text{Adjust}}^{\text{IN}} + F_{\text{C}}^{\text{IN}} \quad (13)$$

式中, $F_{\text{Grid}}^{\text{IN}}$ 、 $F_{\text{Gas}}^{\text{IN}}$ 分别为日内购电成本和购气成本; $F_{\text{Adjust}}^{\text{IN}}$ 为日内各设备的调整惩罚成本; F_{C}^{IN} 为日内阶梯型碳交易成本,如式(3)。其余各项表示如下:

$$\begin{cases} F_{\text{Grid}}^{\text{IN}} = \sum_{t=t_0}^T [c_{g,t}^{\text{buy}} P_{g,t}^{\text{buy}} - c_{g,t}^{\text{sell}} P_{g,t}^{\text{sell}}] \\ F_{\text{Gas}}^{\text{IN}} = \sum_{t=t_0}^T c_{\text{Gas},t} \frac{(G_{\text{Gas},t} + \Delta G_{\text{Gas},t})}{L_{\text{ng}}} \\ F_{\text{Adjust}}^{\text{IN}} = \sum_{t=t_0}^T [\delta_i (\Delta P_{i,t})^2 + \varepsilon_m (\Delta P_{m,t}^{\text{chr}} + \Delta P_{m,t}^{\text{dis}})^2] \end{cases} \quad (14)$$

式中, $\Delta G_{\text{Gas},t}$ 为购气的调整量; i 为各能源设备的种类; δ_i 、 $\Delta P_{i,t}$ 分别为能源设备 i 的调整惩罚系数和功率调整量; $\Delta P_{m,t}^{\text{chr}}$ 、 $\Delta P_{m,t}^{\text{dis}}$ 为储能装置 m 的充、放能功率调整量; ε_m 为储能设备 m 的调整惩罚系数。

日内调度阶段的约束条件除了需满足设备运行约束和功率平衡约束之外,各设备还需满足日前调度计划的运行状态约束:

$$\begin{cases} I_{i,t}^{\text{AD}} = I_{i,t}^{\text{IN}} \\ I_{m,t}^{\text{AD,chr}} = I_{m,t}^{\text{IN,chr}} \\ I_{m,t}^{\text{AD,dis}} = I_{m,t}^{\text{IN,dis}} \end{cases} \quad (15)$$

式中, $I_{i,t}^{\text{AD}}$ 为日前调度中能源设备 i 的运行状态; $I_{m,t}^{\text{AD,chr}}$ 、 $I_{m,t}^{\text{AD,dis}}$ 分别为日前调度中储能设备 m 的运行状态; $I_{x,t}^{\text{IN}}$ 为日内调度中能源设备 x 的运行状态; $I_{m,t}^{\text{IN,chr}}$ 、 $I_{m,t}^{\text{IN,dis}}$ 分别为日内调度中储能设备 m 的运行状态。

2) 短时间尺度调度模型。

短时间调度模型以5 min为时间尺度,各设备遵从长时间调度调整后的运行计划,通过改变购电功率、弃风弃光功率和引入超级电容器对调度时长

较短的电功率进行平抑。超级电容器由于具有功率密度大、可循环次数较多的优点,因此可以用来平抑快速波动的电功率。

$$\min F_{\text{short}}^{\text{IN}} = F_{\text{Grid},s}^{\text{IN}} + F_{\text{Ab},s}^{\text{IN}} + F_{\text{cap}}^{\text{IN}} \quad (16)$$

式中, $F_{\text{Grid},s}^{\text{IN}}$ 、 $F_{\text{Ab},s}^{\text{IN}}$ 、 $F_{\text{Soc}}^{\text{IN}}$ 分别为日内短时间调度的购电变化成本、弃风弃光变化惩罚成本和超级电容器运行成本。具体表示如下:

$$\left\{ \begin{aligned} F_{\text{Grid},s}^{\text{IN}} &= \sum_{t=t_0}^T [c_{g,t}^{\text{buy}} (P_{g,t}^{\text{buy}} + \Delta P_{g,t}^{\text{buy}}) - c_{g,t}^{\text{sell}} (P_{g,t}^{\text{sell}} + \Delta P_{g,t}^{\text{sell}})] \\ F_{\text{Ab},s}^{\text{IN}} &= \sum_{t=t_0}^T [\varphi_{\text{WT}} (P_{\text{WT},t}^{\text{Ab}} + \Delta P_{\text{WT},t}^{\text{Ab}}) + \varphi_{\text{PV}} (P_{\text{PV},t}^{\text{Ab}} + \Delta P_{\text{PV},t}^{\text{Ab}})] \\ F_{\text{cap}}^{\text{IN}} &= \sum_{t=t_0}^T \lambda_{\text{cap}} (P_{\text{cap},t}^{\text{chr}} + P_{\text{cap},t}^{\text{dis}}) \end{aligned} \right. \quad (17)$$

式中, $\Delta P_{g,t}^{\text{buy}}$ 、 $\Delta P_{g,t}^{\text{sell}}$ 分别为 IES 的购电、售电功率调整量; $\Delta P_{\text{WT},t}^{\text{Ab}}$ 、 $\Delta P_{\text{PV},t}^{\text{Ab}}$ 分别为弃风、弃光功率调整量; λ_{cap} 为超级电容器的运行维护系数; $P_{\text{cap},t}^{\text{chr}}$ 、 $P_{\text{cap},t}^{\text{dis}}$ 分别为超级电容器的充、放电功率。

4 算例分析

4.1 基础数据

本文以某含氢能的综合能源系统为例进行算例仿真。IES 内部各能源设备和各储能设备基本参数见文献[15,22-23],运行参数如表1所示;分时电价如表2所示;电、热负荷及风电、光伏的预测曲线如图3所示。IES 机组碳排放量的基本参数如表3所示;假定风电、光伏出力和各负荷预测误差均遵循正态分布。本文日前阶段和日内阶段均采用 CPLEX 求解器进行求解。

表1 各项能源设备参数

Table 1 Parameters of various energy equipment

参数	数值/kW	参数	数值/kW
$P_{\text{GB}}^{\text{max}}$	1 000	$P_{\text{GT}}^{\text{max}}$	500
$P_{\text{EC}}^{\text{e,max}}$	400	$P_{\text{HFC}}^{\text{H2,max}}$	500
$P_{\text{MR}}^{\text{gas,max}}$	150	$P_{\text{ESD}}^{\text{chr,max}}/P_{\text{ESD}}^{\text{dis,max}}$	200/200
$P_{\text{TSD}}^{\text{chr,max}}/P_{\text{TSD}}^{\text{dis,max}}$	200/200	$P_{\text{HSD}}^{\text{chr,max}}/P_{\text{HSD}}^{\text{dis,max}}$	150/150
$P_{\text{g,max}}^{\text{buy}}$	800	$P_{\text{g,max}}^{\text{sell}}$	500

表2 分时电价

Table 2 Time of use price

时段	价格/元
峰 (08:00—10:00,14:00—15:00,19:00—20:00)	1.25
平 (06:00—07:00,11:00—13:00,16:00—18:00)	0.80
谷 (21:00—05:00)	0.40

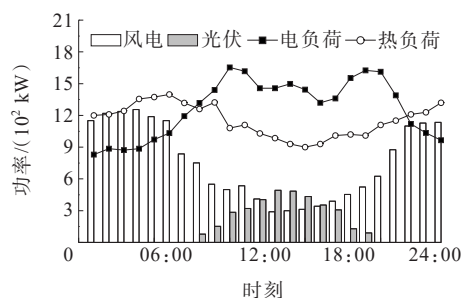


图3 电、热负荷及其风电、光伏预测曲线

Figure 3 The prediction curves of electricity, heat loads and wind power, photovoltaic generations

表3 实际碳排放模型参数

Table 3 Parameters of an actual carbon emission model

燃煤机组			燃天然气机组		
a_1	b_1	c_1	a_2	b_2	c_2
36	-0.380	0.003 4	3	-0.004	0.001 0

4.2 日前调度结果分析

4.2.1 不同方案对比结果

为了体现引入氢能耦合系统和阶梯型碳交易机制的 IES 优化调度在经济性和环保性方面的优势,本文设置以下5种方案进行对比。

方案1 阶梯碳交易机制下,采用传统的电—热—气优化调度模型,目标函数中未考虑碳交易计算成本。

方案2 计及常规碳交易机制的电—热—气优化调度模型。

方案3 计及阶梯型碳交易机制的电—热—气优化调度模型。

方案4 在方案3的基础上,引入P2G设备增加 IES 的电—气耦合。

方案5(本文日前方案) 在方案4的基础上,采用氢能耦合系统代替传统的P2G设备,即计及阶梯型碳交易机制的电—热—气—氢 IES 调度模型。

5种方案下的优化成本对比结果如表4所示。

为了更清晰地比较氢能耦合系统对优化调度的影响,列出方案3~5的电能调度结果图进行分析比较,如图4所示。

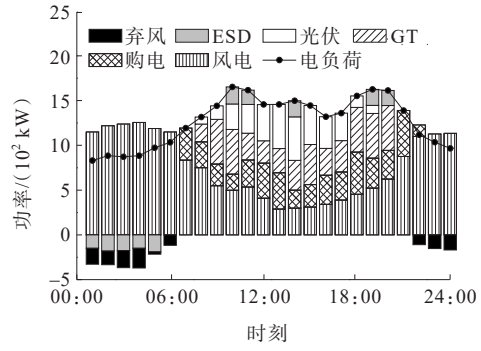
首先对比方案1、2,由表4可知,方案2由于考虑了常规碳交易机制,其碳排放量相比方案1下降了9.69%,且系统总成本下降了6.64%。其原因是目标函数中考虑了碳交易成本后,为了减少碳交易成本,IES加强了对系统碳排放量的限制,减少了外购电力,因此其碳排放量出现下降。但随着外购电力的减少,系统需要增加GT的输出电功率,因此导致运行成本的上升,但由于碳交易成本的下降,其IES总成本整体也呈现下降的趋势。由此可知,考虑碳交易成本之后,IES的经济效益和环境效益均得到了不同程度的提升。对比方案2、3可知,方案3的碳排放量相比方案2又进一步下降了3.64%。可见阶梯型碳交易成本相比常规碳交易成本更具有减排优势。但由于系统碳排放量的下降,清洁机组的出力也逐渐上升,故导致了系统运行成本上升。

接下来对比方案3、4。结合表4、图4可知,相比方案3,方案4的运行成本和总成本分别下降了2.4%和2.7%,但系统碳排放量上升了1.54%。由于方案4加入了P2G设备,增加了电一气之间的耦合,从而在电价较低时段(21:00—24:00、01:00—05:00),将该时段富裕的电量通过P2G设备供气,减少了系统的购气成本。而方案3未考虑P2G设备,由于风电出力具有反调峰特性,在夜间出力较多,因此该时段的风电有部分未被消纳,产生了大量的弃风成本,导致能源利用度不高,运行成本上升。由此可见,考虑P2G设备增加了可再生能源的消纳。但由于P2G设备的增加,IES为了提升自身经济性,其外购电力较多,因此方案4的碳排放量略高于方案3。

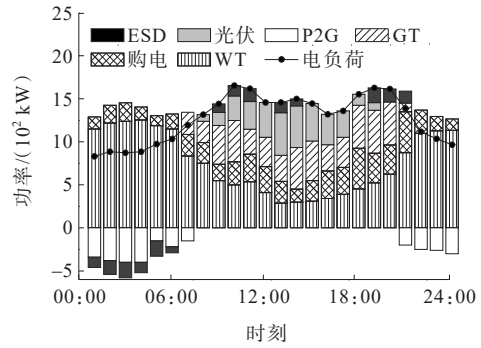
表4 日前调度中各种方案下的调度结果对比

Table 4 Comparison of scheduling results under various schemes in day-ahead scheduling

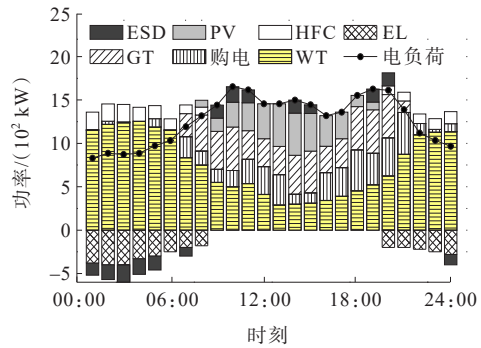
方案	碳排放量/t	碳交易成本/元	运行成本/元	总成本/元
1	21.56	4 845.3	18 564.5	23 409.8
2	19.47	2 876.1	18 977.4	21 853.5
3	18.76	3 047.6	19 136.7	22 184.3
4	19.05	2 855.4	18 678.2	21 584.2
5	17.78	2 585.1	18 157.5	20 742.6



(a) 场景3的电能平衡结果



(b) 场景4的电能平衡结果



(c) 场景5的电能平衡结果

图4 不同方案下电功率调度结果

Figure 4 Electric power dispatching results under different schemes

最后对比方案4、5。结合表4、图4可知,方案5的碳排放量和系统总成本分别下降了6.59%和3.90%。相比方案4,方案5考虑了由电解槽EL、氢燃料电池HFC和甲烷反应器MR组成的氢能耦合系统代替传统的P2G设备。在电价谷时段,IES首先将富裕的风电输入进EL设备中制氢,从而消纳了全部的风电功率;然后通过EL的氢气一部分输入进HFC,并通过HFC的热电环节产生了电能和热能,另一部分输送至MR合成天然气,并输送至GB或者CHP。方案5通过上述环节,增加了系统

的能源利用率,从而进一步减少了IES的外购电量和购气功率,有效降低了系统的碳排放量。此外,由于HFC增加了热、电输出功率,同时也减少了系统中GB和CHP的购气成本,故IES的运行成本得到了有效的降低。由此可知,考虑氢能耦合系统的IES能有效提升系统的能源利用率并减少系统的碳排放量,实现IES经济性和环保性双赢。

图5为本文场景(场景5)下的热、氢功率的调度平衡结果图。图5(a)为热能调度平衡结果,在热负荷高峰时期,即22:00—次日07:00时段,由于该时段没有WHB供热,因此GB出力较多,热负荷主要由GB和HFC制热供应,不足的则由TSD补充。而在热负荷低谷时期(13:00—15:00、17:00—19:00),此时热能充裕,因此可通过TSD充热,以应对下一段时期的高峰热负荷。图5(b)为氢能调度平衡结果,可以看出,EL电解水制的氢气一部分输送至HFC进行热电生产,另一部分则直接输送至MR合成天然气或者通过HSD进行储存。由于氢气经MR合成天然气在输送至CHP或GB时会多一个能量的梯级消耗,而直接输送至HFC减少了一个能量的转换环节,因此氢能会优先输送至HFC,剩余部分再进入MR合成天然气,从而使HFC的占比较大。

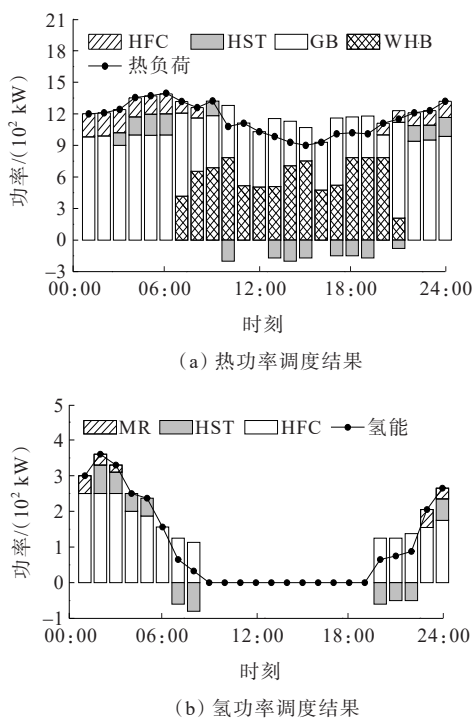


图5 热、氢功率调度平衡结果

Figure 5 Thermal and hydrogen power scheduling balance results

4.3 日内调度结果分析

4.3.1 不同策略下的对比结果分析

为了验证本文所提分时间尺度调度策略的有效性,以日前调度中场景5的优化调度模型为基础,新增2种对比方案与本文日内双时间尺度调度策略进行对比。

方案6 DA-P(day-ahead programming)调度策略^[14]。DA-P调度策略是指在遵从日前调度计划的基础上,在系统实际运行时,仅仅通过外部网络(如电网、气网)对可再生能源和负荷的预测误差产生的功率波动进行平抑,即未考虑日内滚动优化。

方案7 日内单时间尺度滚动优化策略。该方案是指在遵从日前调度计划的基础上,未考虑电、热、气、氢功率在不同时间尺度上的调度差异性,其调度时间尺度均是30 min,即只包含长时间尺度滚动优化模型。

本文方案 日内分时间尺度滚动优化策略。在方案7的基础上,引入短时间尺度调度模型平抑调度时长较短的电功率波动。

3种方案下的对比结果如表5所示。通过计算,相比方案6、7,本文方案下的IES总成本分别下降了2.93%和0.81%,系统碳排放量分别下降了6.89%和2.3%,且联络线交互功率波动率也分别下降了8.51%和4.18%。由于方案6采用的是DA-P调度策略,该调度策略是一次基于离线的全时段优化,在系统实际运行时,只能通过外部电网或者外部气网去平抑由可再生能源和热、电负荷预测误差导致的功率波动,从而产生了大量的购电或购气成本,导致运行成本增加。此外,系统碳排放量也由于购电功率的波动增加而上升。而对于方案7,由于未考虑电、热、气功率在不同时间尺度下的调度差异性,对于调度时长较短的电功率来说,无法准确平抑其功率波动。

而对于本文所提的双时间尺度滚动优化方案下,充分考虑了电、热、气能在不同时间尺度下的调度差异性。在长时间尺度下,通过调整各设备的出力来平抑电、热、气功率波动;而在短时间尺度下,通过改变购电功率和调整超级电容器功率来平抑调度时长较短的电功率。由于超级电容器的引入

可以有效减少购电功率波动,使其最大程度上遵循长时间尺度的调度结果。综上可知,本文所提双时间尺度滚动优化调度在功率波动平抑上和经济性方面都具有良好的优势。

表 5 日内调度中不同方案下的结果对比

Table 5 Comparison of results under different intra-day scheduling schemes

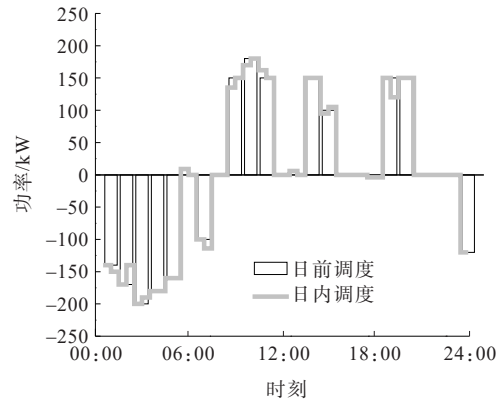
方案	总成本	调整惩罚成本/元	总碳排放量/ t	交互功率波动率/%
6	21 588.2	0.0	19.59	18.75
7	21 124.5	366.7	18.67	10.24
本文	20 955.4	275.4	18.24	6.06

4.3.2 设备调整结果分析

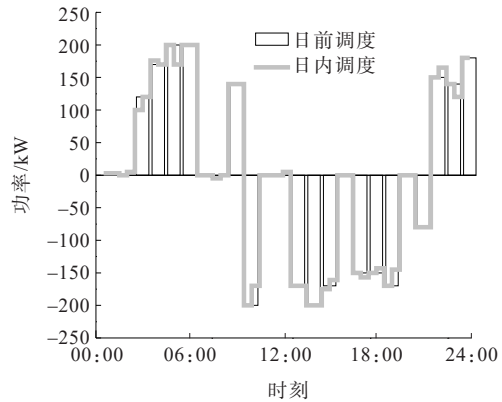
图 6 为多源储能装置 (ESD、TSD、HSD) 在日前调度阶段和日内双时间尺度滚动优化阶段的出力对比。为了延长各储能装置的使用寿命,只将各储能装置参与日内的长时间尺度优化调度中。

此外,为了避免储能设备频繁的充、放能,目标函数中特设置能反映长期储能特征的储能调整惩罚成本,从而使日内调度阶段各储能装置的充、放能状态和日前调度接近,有效避免了储能装置的频繁充放能的改变。但由于源、荷预测误差带来的影响,部分误差需由储能装置进行调整,故各储能装置的充、放能功率均存在少部分改变。

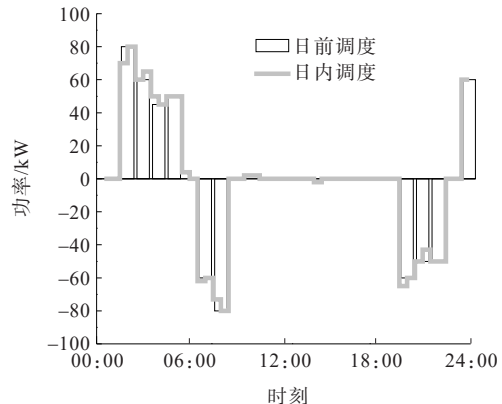
图 7 给出了本文中部分能源设备的日前一日内出力优化结果以及交互功率对比结果。可以看出,由于日内双时间尺度滚动优化调度的时间尺度较为精细,故日内的可再生能源和负荷的预测数据相比日前阶段较为精确,更能反映机组出力的实际情况。在细化后的预测信息下,日内长时间尺度优化在遵从日前调度的设备运行状态的基础上,可以通过调整各能源设备的大小来平抑功率波动。而在短时间尺度优化调度中,结合长时间尺度调度的优化结果,通过改变购电功率和引入超级电容器来平抑电功率波动,可以有效减少交互功率波动率。日内调度由于充分考虑电、热、气、氢能的调度差异性,采用了双时间尺度滚动优化的调度策略,故对各能源设备出力都具有一定的修正,使 IES 内多种能源设备参与到功率波动平抑的过程中。



(a) ESD 日前一日内对比结果



(b) TSD 日前一日内对比结果

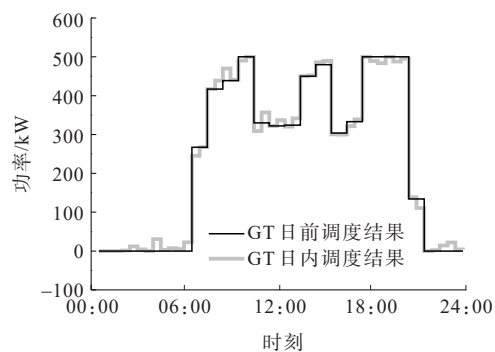


(c) HSD 日前一日内对比结果

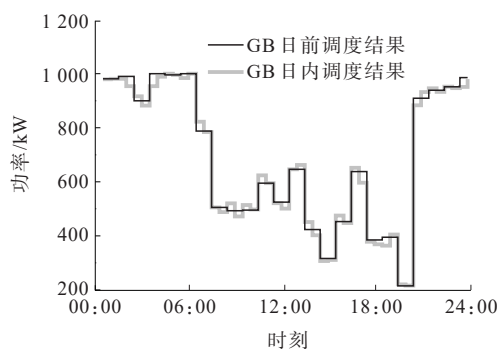
图 6 各储能设备的日前一日内对比结果

Figure 6 Day-ahead and intra-day comparison results of each energy storage equipment

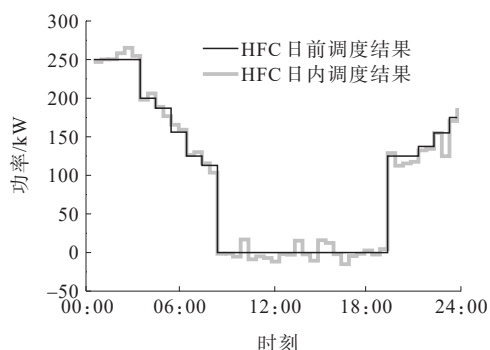
图 7(d)为外部电网的联络线交互功率波动率在日前调度、DA-P 调度和日内滚动优化调度 3 种策略下的对比结果。从图 7(d)可以看出,DA-P 调度策略下的联络线交互功率波动率大大高于日内双时间尺度调度策略,这是因为 DA-P 策略只通过与外部网络的交互功率来弥补源、荷预测误差,不能及时响应系统的功率波动。



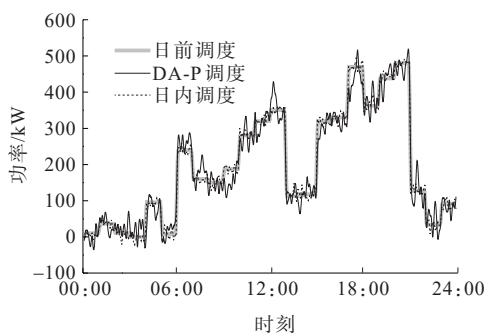
(a) GT 日前—日内对比结果



(b) GB 日前—日内对比结果



(c) HFC 日前—日内对比结果



(d) 交互功率对比结果

图7 部分设备日前—日内出力对比

Figure 7 Comparison of daily output of some equipment

5 结语

本文针对含有氢能耦合系统的IES低碳经济运

行与功率平抑问题,提出了基于氢能耦合和阶梯型碳交易的IES多时间尺度低碳优化调度策略。通过算例仿真,得到如下结论。

1) 在多时间尺度优化调度模型中引入了阶梯型碳交易机制,通过对比无碳交易机制、传统碳交易机制和阶梯型碳交易机制对系统经济性和环保性的影响,验证了所提的低碳经济调度模型在降低系统碳排放量方面的有效性。

2) 在IES中引入氢能耦合系统,充分挖掘了氢能的能源利用潜力。通过算例仿真表明,氢能的有效利用不仅能促进可再生能源的消纳,还能发挥氢能高效清洁的优势,进一步减少了系统的碳排放量。

3) 通过考虑不同能源形式在不同时间尺度上的调度差异性,构建了日内双时间尺度滚动优化调度模型。仿真表明,所提长时间尺度模型能灵活调节各能源设备输出功率来平抑各能源功率波动,短时间尺度模型能通过调整购电功率和引入超级电容器进一步平抑电功率波动,有效降低了源、荷不确定性对系统的影响,实现了IES经济、低碳及稳定运行。

后续研究将探究含氢能耦合的IES中多个不同投资主体参与到能源市场的资源配置问题。此外,也会考虑电、热、气等负荷的柔性特性和可调节特性对IES优化调度的影响。

参考文献:

- [1] 粟世玮,赵一鸣,邹宇,等.含P2G弃风启停的电一气互联综合能源系统优化运行[J].电力科学与技术学报,2022,141(2):86-93.
SU Shiwei,ZHAO Yiming,ZOU Yu,et al.Optimal operation for the integrated electrical and natural-gas energy system with the P2G wind curtailment start-stop[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2022, 141(2): 86-93.
- [2] 李梓丘,乔颖,鲁宗相.海上风电—氢能系统运行模式分析及配置优化[J].电力系统自动化,2022,46(8):104-112.
LI Ziqiu, QIAO Ying, LU Zongxiang. Operation mode analysis and configuration optimization of offshore wind-hydrogen system[J]. Automation of Electric Power Systems,2022,46(8):104-112.

- [3] 郑洁云,宋倩芸,吴桂联,等.基于Q学习的区域综合能源系统低碳运行策略[J].电力科学与技术学报,2022,141(2):106-115+128.
ZHENG Jieyun, SONG Qianyun, WU Guilian, et al. Low-carbon operation strategy of regional integrated energy system based on the Q learning algorithm[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2022, 141(2):106-115+128.
- [4] 刘小龙,李欣然,刘志谱,等.基于风险量化与需求侧响应的综合能源系统储能事故备用优化利用[J].电工技术学报,2021,36(9):1901-1913.
LIU Xiaolong, LI Xinran, LIU Zhipu, et al. Study on the optimal utilization of integrated energy system emergency reserve based on risk quantification and demand side response[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(9):1901-1913.
- [5] 杨挺,赵黎媛,刘亚闯,等.基于深度强化学习的综合能源系统动态经济调度[J].电力系统自动化,2021,45(5):39-47.
YANG Ting, ZHAO Liyuan, LIU Yachuang, et al. Deep reinforcement learning-based dynamic economic dispatch for integrated energy system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(5):39-47.
- [6] 黄鸣宇,张庆平,张沈习,等.高比例清洁能源接入下计及需求响应的配电网重构[J].电力系统保护与控制,2022,50(1):116-123.
HUANG Mingyu, ZHANG Qingping, ZHANG Shenxi, et al. Distribution network reconfiguration considering demand side response with high penetration of clean energy[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(1):116-123.
- [7] 荆涛,陈庚,王子豪,等.风光互补发电耦合氢储能系统研究综述[J].中国电力,2022,55(1):75-83.
JING Tao, CHEN Geng, WANG Zihao, et al. Research overview on the integrated system of wind-solar hybrid power generation coupled with hydrogen-based energy storage[J]. Electric Power, 2022, 55(1):75-83.
- [8] 希望·阿不都瓦依提,吕海鹏,晁勤.基于非合作博弈的风—光—氢微电网容量优化配置[J].电力工程技术,2022,41(2):110-118.
XI WANG·Abuduwayiti, LÜ Haipeng, CHAO Qin. Optimal capacity configuration of wind-photovoltaic-hydrogen microgrid based on non-cooperative game theory[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(2):110-118.
- [9] 张红,袁铁江,谭捷.统一能源系统氢负荷中长期预测[J].中国电机工程学报,2021,41(10):3364-3372+3662.
ZHANG Hong, YUAN Tiejia, TAN Jie. Medium and long-term forecast of hydrogen load in unified energy system[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(10):3364-3372+3662.
- [10] 马喜平,杨燕静,沈渭程,等.基于改进量子粒子群算法的微能源网优化运行[J].电网与清洁能源,2022,38(7):47-53.
MA Xiping, YANG Yanjing, SHEN Weicheng, et al. Optimized operation of micro energy grid based on improved quantum particle swarm optimization (IQPSO) algorithm[J]. Power System and Clean Energy, 2022, 38(7):47-53.
- [11] 卢炳文,魏震波,魏平桢,等.考虑消纳风电的区域综合能源系统电转气与储能设备优化配置[J].智慧电力,2021,49(5):7-14.
LU Bingwen, WEI Zhenbo, WEI Pingan, et al. Optimal configuration of PtG and energy storage equipment in regional integrated energy system considering wind power consumption[J]. Smart Power, 2021, 49(5):7-14.
- [12] 黄文轩,刘道兵,李世春,等.双碳目标下含P2G与需求响应的综合能源系统双层优化[J].电测与仪表,2022,59(11):8-17.
HUANG Wenxuan, LIU Daobing, LI Shichun, et al. Two-level optimization of integrated energy system with P2G and demand response under dual carbon objective[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(11):8-17.
- [13] 胡福年,徐伟成,陈军.含可再生能源与CAES电站的电热综合能源系统调度策略[J].中国电力,2022,55(11):129-141.
HU Funian, XU Weicheng, CHEN Jun. Dispatching strategy for integrated electric and heating energy system including renewable energy and CAES power station[J]. Electric Power, 2022, 55(11):129-141.
- [14] 程杉,黄天力,魏荣宗.含冰蓄冷空调的冷热电联供型微网多时间尺度优化调度[J].电力系统自动化,2019,43(5):30-38.
CHENG Shan, HUANG Tianli, WEI Rongzong. Multi-time-scale optimal scheduling of CCHP microgrid with ice-storage air-conditioning[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(5):30-38.
- [15] 高强,刘畅,金道杰,等.考虑综合需求响应的园区综合

- 能源系统优化配置[J].高压电器,2021,57(8):159-168.
- GAO Qiang, LIU Chang, JIN Daojie, et al. Optimal configuration of park-level integrated energy system considering integrated demand response[J]. High Voltage Apparatus,2021,57(8):159-168.
- [16] 汤翔鹰,胡炎,耿琪,等.考虑多能灵活性的综合能源系统多时间尺度优化调度[J].电力系统自动化,2021,45(4):81-90.
- TANG Xiangying, HU Yan, GENG Qi, et al. Multi-time-scale optimal scheduling of integrated energy system considering multi-energy flexibility[J]. Automation of Electric Power Systems,2021,45(4):81-90.
- [17] 王磊,周建平,朱刘柱,等.基于分布式模型预测控制的综合能源系统多时间尺度优化调度[J].电力系统自动化,2021,45(13):57-65.
- WANG Lei,ZHOU Jianping,ZHU Liuzhu,et al.Multi-time scale optimization scheduling of integrated energy system based on distributed model predictive control[J]. Automation of Electric Power Systems,2021,45(13):57-65.
- [18] 刘继春,周春燕,高红均,等.考虑氢能-天然气混合储能电-气综合能源微网日前经济调度优化[J].电网技术,2018,42(1):170-179.
- LIU Jichun, ZHOU Chunyan, GAO Hongjun, et al. A day-ahead economic dispatch optimization model of integrated electricity-natural gas system considering hydrogen-gas energy storage system in microgrid[J]. Power System Technology, 2018, 42(1): 170-179.
- [19] 郭梦婕,严正,周云,等.含风电制氢装置的综合能源系统优化运行[J].中国电力,2020,53(1):115-123+161.
- GUO Mengjie, YAN Zheng, ZHOU Yun, et al. Optimized operation design of integrated energy system with wind power hydrogen production[J]. Electric Power,2020,53(1): 115-123+161.
- [20] 黄涛,许志鹏,葛乐.考虑风电出力随机特性的氢储能综合能源系统优化调度[J].电器与能效管理技术,2020(5):72-77.
- HUANG Tao, XU Zhipeng, GE Le. Optimal scheduling of hydrogen energy storage system considering random characteristics of wind power output[J]. Electrical & Energy Management Technology,2020(5):72-77.
- [21] 刘海涛,朱海南,李丰硕,等.计及碳成本的电-气-热-氢综合能源系统经济运行策略[J].电力建设,2021,42(12):21-29.
- LIU Haitao, ZHU Hainan, LI Fengshuo, et al. Economic operation strategy of electric-gas-heat-hydrogen integrated energy system considering carbon cost[J]. Electric Power Construction,2021,42(12):21-29.
- [22] 邓杰,姜飞,王文焯,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 Fei, JIANG Fei, WANG Wenye, et al. Low-carbon optimized operation of integrated energy system considering electric heating flexible load and hydrogen energy refined modeling[J]. Power System Technology,2022, 46(5):1692-1704.
- [23] 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 Jingpeng, 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.
- [24] 张晓辉,刘小琰,钟嘉庆.考虑奖惩阶梯型碳交易和电-热转移负荷不确定性的综合能源系统规划[J].中国电机工程学报,2020,40(19):6132-6142.
- ZHANG Xiaohui, LIU Xiaoyan, ZHONG Jiaqing, et al. Integrated energy system planning considering a reward and punishment ladder-type carbon trading and electric-thermal transfer load uncertainty[J]. Proceedings of the CSEE,2020,40(19):6132-6142.