

计及电-气-热-氢需求响应的综合能源系统 多时间尺度低碳运行优化策略

李天格, 胡志坚, 陈 志, 刘盛辉
(武汉大学 电气与自动化学院, 湖北 武汉 430072)

摘要:为更好地促进综合能源系统(IES)的低碳经济运行,提升多时间尺度运行优化管理水平,提出了一种考虑电-气-热-氢需求响应与阶梯式碳排放费用机制的多时间尺度低碳运行优化策略。综合考虑阶梯式碳排放费用机制,关注电、气、热之外的氢负荷需求,通过优化耦合设备中的燃气轮机热电比的可调性,建立了日前-日内滚动-实时三阶段的多时间尺度优化模型。以IES整体运行成本、碳排放费用成本、弃风弃光成本最小为经济目标,并将原非线性问题转化为混合整数线性问题,调用Gurobi求解器求解。通过仿真对比分析各类情形下的优化结果,验证了所提策略在促进低碳运行、发挥系统设备灵活性与促进清洁能源消纳方面的有效性。

关键词:多时间尺度;需求响应;综合能源系统;阶梯式碳排放费用机制;可调热电比;氢能

中图分类号:TM 73;TK 01

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202205061

0 引言

随着社会经济的发展,传统用能需求快速扩张的同时也涌现出一些新兴的用能需求,为实现人类可持续发展与环境保护目标,各国纷纷加快能源结构转型进程,制定能源低碳发展战略^[1-3]。对此,我国提出“双碳”目标,为能源电力系统的横向多能互补与纵向“源-网-荷-储”协调发展转型提供条件。综合能源系统(integrated energy system, IES)打破了电、气、热等多种传统独立运营的能源体系壁垒,根据能源互补特性与能量梯级利用的原则,将多能体系耦合进行统一规划与协调运营,提升综合网络的能源利用效率与系统可靠性^[4-7]。随着能源供给侧结构性改革的持续推进,能源供给结构不断优化,对IES的研究与应用将更为深入与广泛。

现有研究对IES内的电、气、热/冷负荷的综合需求响应已取得一定成果^[8-10]。文献[8]给出区域IES的完全解耦、部分解耦与完全耦合3种运行模式并提出适用的混合潮流算法;文献[9]通过建立含有电、气、热3种储能的IES的运行方式,以成本费用最小为目标建立优化模型,提高清洁能源消纳率;文献[10]计及电、气、热负荷柔性特征和可调度价值,建立负荷需求响应模型,提高了IES内能源利用效率。以上文献大多考虑电、气、热/冷这类传统形式的负荷及其需求响应,较少考虑极具应用潜力的氢能的情形。在实现碳减排目标方面,诸多文献在所建立

的IES模型的经济目标中引入碳排放惩罚费用,并取得了较好的碳减排效果^[11-14]。文献[12]考虑用能行为的碳排放量并收取碳排放费用,分析碳排放价格对碳减排效益的影响;文献[13]在碳排放权交易与绿色证书交易机制的基础上,建立碳-绿色证书联合交易市场框架,并引入IES运行优化模型中;文献[14]利用能源-碳综合价格来协调碳排放的传递与分配水平,通过双层模型迭代响应综合价格的变化从而达到碳定价与碳减排的作用。上述研究中所得碳排放价格或为单一标价或为竞争均衡价,前者模型对不同碳排放水平的用户没有起到区别作用,后者模型在实际应用中不适用于不具规模的市场参与者参与竞争,且较为复杂。

多时间尺度优化调度方法最初应用于电力系统,近年来也逐步推广至IES的优化调度问题中^[15-17]。文献[15]对考虑碳捕集电厂参与调度的问题建立了三阶段多时间尺度调度方法;文献[16]以虚拟电厂(virtual power plant, VPP)集群为研究对象,提出日前-日内两阶段优化模型指导VPP集群参与市场交易与管控能流;文献[17]基于IES内多能灵活性差异,提出了多时间尺度优化调度策略,通过协调设备出力来提升系统灵活性与稳定性,但是未充分考虑低碳目标与需求响应。

综上所述,现有研究较少同时考虑多时间尺度调节、低碳目标与需求响应,或未涉及氢能利用场景,或在所建立低碳目标上过于单一或不适用于非规模竞争性主体。基于此,本文提出一种考虑电-气-热-氢需求响应与阶梯式碳排放费用机制的多时间尺度优化运行策略。综合考虑阶梯式碳排放费用机制,引入氢负荷需求,优化耦合设备的工作特

收稿日期:2021-10-02;修回日期:2021-12-16

在线出版日期:2022-06-01

基金项目:国家重点研发计划项目(2020YFB0905900)

Project supported by the National Key Research and Development Program of China(2020YFB0905900)

性,建立日前-日内滚动-实时三阶段的多时间尺度优化模型。以IES整体运行成本、碳排放费用成本、弃风弃光成本最小为经济目标,并且将原问题转化为混合整数线性问题,调用Gurobi求解器求解,通过对比分析各类情形下的优化结果,验证所提策略的可行性。

1 计及电-气-热-氢需求的IES低碳经济优化框架

本节基于文献[18]相关内容建立IES低碳经济优化框架,并对耦合装置组成进行修改,在此仅对框架结构进行描述,IES内各元件相关模型及变量说明见附录A。

1.1 可调热电比与天然气-氢气混合燃烧特性

本文针对燃气轮机(gas turbine, GT)与燃气锅炉(gas boiler, GB)的能量转化过程进行改进。区别于传统建模中GT、GB只能燃烧天然气的特点,本文所提出的模型允许两者利用一定比例下的天然气-氢气混合气体作为输入;且针对传统模型中GT产出热电比固定不变的特点,本文所提出的模型允许其根据不同时刻的电价与天然气价,对其工作过程中的发热与发电功率比例进行调节。

1.2 电转气环节解耦运行过程与耦合设备建模

氢能具有高热值、零排放、氢元素量多易得等特点,在未来清洁用能大背景下具有广阔应用与发展空间。电转气主要过程如图1所示,涉及电解槽(electrolyzer, EL)、甲烷反应器(methane reactor, MR)等设备,通过解耦传统的电转气过程,扩大氢能利用场景。相关耦合设备运行模型见附录A。

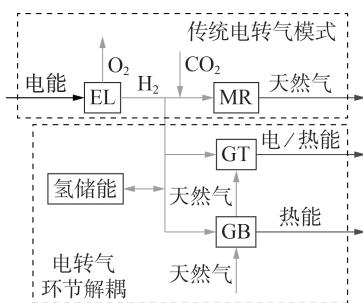


图1 电转气环节解耦运行过程

Fig.1 Decoupling operation process of power to gas link

1.3 阶梯式碳排放费用及固碳收益模型

为体现IES低碳运营理念,促进节能减排,本文采用一种阶梯式碳排放费用与固碳收益相结合的经济性模型。IES中有关碳排放来源主要体现在如下两方面:一是上级购电与购气,二是耦合单元中的碳排放。由电能二次能源性质所决定,电能的使用虽不产生直接碳排放,但通过引入“虚拟碳排放”的概念,便可衡量电能消费行为中的碳排放量,对之合理

收取费用。同时,针对MR的固碳效益,可对其进行补贴作为经济收益计入IES经济成本模型中。

1.3.1 阶梯式碳排放费用计量模型

相较于传统的单一碳排放费用机制,为进一步限制碳排放量,本文采取阶梯式碳排放费用机制。阶梯式碳排放费用机制划分了多个碳排放量区间,针对一定时间内消费行为的碳排放量,按区间进行区分计价,排放量越高,计费越重。

1.3.2 MR固碳补贴计量模型

耦合单元中MR设备通过氢气与二氧化碳的合成反应生成甲烷,起到固碳作用,可按量给予一定补贴。

2 考虑IES元件运行特性的多时间尺度优化计划

2.1 IES元件运行特性

IES内所含元件主要分为耦合设备、分布式电源与储能元件三大类,其特性分别概括如下:

1)耦合设备的灵活性不及储能设备,在本文模型中不作为快速调节方式,但其备用调节容量具有一定的调节作用;

2)分布式电源在出力上限范围内可快速弃风弃光,其出力具有良好的可调性,但出力具有不确定性与波动性;

3)储能元件具有布置灵活、调节快速的优势,但储能容量有一定限制,适用于对IES内随机波动的供需曲线进行快速调节。

2.2 需求响应资源的分类

在IES内的电、气、热、氢4类能源负荷,均可利用需求响应特性对其进行需求响应管理。参考区域电网对电负荷需求响应资源的管理方式^[19],将4种需求响应负荷分为价格型需求响应(price-based demand response, PDR)和激励型需求响应(incentive-based demand response, IDR)这2类。本文所建模型中电能、气能价格采用日前定价模式,因此PDR不在优化考虑范围内,只需考虑IDR。IDR根据响应IES优化指令时间的长短,具体分为以下4类:

- 1)A类IDR,提前1 d制定计划;
- 2)B类IDR,响应时长15 min~1 h;
- 3)C类IDR,响应时长5~15 min;
- 4)D类IDR,实时响应。

2.3 多时间尺度优化计划

本文设计的IES多时间尺度低碳优化框架如附录B图B1所示。

1)日前优化:时间步长为1 h,执行周期为24 h。该阶段需确定耦合设备的工作计划、A类IDR调用计划。

2)日内滚动优化:时间步长为15 min,执行周期为4 h。该阶段需制定分布式发电的出力计划、耦合

设备备用出力计划以及 B 类 IDR 的调用计划,用以修正日前优化计划的偏差。

3) 实时优化: 执行周期为 5 min。该阶段需制定各类储能设备的工作状态以及 C 类和 D 类 IDR 调用计划,最终确定向上级配电网以及天然气网的购电量与购气量。

将之前阶段优化所得的控制量作为确定量代入之后阶段的优化模型中进行计算。

3 多时间尺度协调优化模型

3.1 日前优化模型

考虑到各类负荷、分布式电源出力的预测值与实际值存在偏差,本文日前优化调度采用适用于较大不确定度的多场景随机规划方法,以保证 IES 运行安全性。

3.1.1 目标函数

日前优化模型的目标函数在系统总运行成本最小的基础上,将弃风弃光量和负荷缺损量折算成惩罚成本计入系统运行成本中,并考虑购能碳费用以及固碳收益。模型表示如下:

$$\begin{aligned} \min f_1 = & \sum_{t=1}^T \left(f_{\text{buy}}(t) + f_{\text{sto}}(t) + f_{\text{cpl}}(t) + \right. \\ & \left. f_{\text{DG}}(t) + f_{\text{load}}(t) \right) + f_{\text{CO}_2}^{\text{tax}} - f_{\text{CO}_2}^{\text{sub}} \quad (1) \\ \left\{ \begin{aligned} f_{\text{buy}}(t) = & \sum_{s=1}^{N_{\text{ahead}}} p_{s, \text{ahead}} \left(c_e P_{e, \text{buy}, s}(t) + c_g P_{g, \text{buy}, s}(t) \right) \\ f_{\text{sto}}(t) = & \sum_{s=1}^{N_{\text{ahead}}} p_{s, \text{ahead}} \left[C \left(P_{e, \text{sto}, s}(t), \right. \right. \\ & \left. P_{g, \text{sto}, s}(t), P_{h, \text{sto}, s}(t), P_{\text{H2}, \text{sto}, s}(t) \right) + \\ & \left. W \left(S_{e, s}(t), S_{g, s}(t), S_{h, s}(t), S_{\text{H2}, s}(t) \right) \right] \\ f_{\text{cpl}}(t) = & \sum_{s=1}^{N_{\text{ahead}}} p_{s, \text{ahead}} C \left(P_{e, \text{EL}, s}(t), P_{\text{H2}, \text{MR}, s}(t), \right. \\ & \left. P_{e, \text{EB}, s}(t), P_{\text{mg}, \text{GT}, s}(t), P_{\text{mg}, \text{GB}, s}(t) \right) \\ f_{\text{DG}}(t) = & \sum_{s=1}^{N_{\text{ahead}}} p_{s, \text{ahead}} \left[C \left(P_{\text{PV}, s}(t), P_{\text{WT}, s}(t) \right) + \right. \\ & k_{c, \text{PV}} \left(P_{\text{PV}, s}^{\text{pre}}(t) - P_{\text{PV}, s}(t) \right) + \\ & \left. k_{c, \text{WT}} \left(P_{\text{WT}, s}^{\text{pre}}(t) - P_{\text{WT}, s}(t) \right) \right] \\ f_{\text{load}}(t) = & \sum_{s=1}^{N_{\text{ahead}}} \sum_{n \in \{e, g, h, \text{H2}\}} p_{s, \text{ahead}} \left(k_{n, \text{IDR}, \text{A}} \left| \Delta P_{n, \text{IDR}, \text{A}, s}(t) \right| + \right. \\ & \left. k_{n, \text{IDR}, \text{B}} \left| \Delta P_{n, \text{IDR}, \text{B}, s}(t) \right| + k_{c, \text{load}, n} P_{\text{loss}, n, s}(t) \right) \end{aligned} \right. \quad (2) \end{aligned}$$

附录 A 式 (A6)—(A10)

式中: $n \in \{e, g, h, \text{H2}\}$ 中 n 为表示能源形式的变量, $e, g, h, \text{H2}$ 分别表示电、气、热、氢, 后同; f_1 为日前优化模型的目标函数, 表示 IES 运行成本; T 为一天 24 h 优化周期; $f_{\text{buy}}(t)$ 、 $f_{\text{sto}}(t)$ 、 $f_{\text{cpl}}(t)$ 、 $f_{\text{DG}}(t)$ 、 $f_{\text{load}}(t)$ 分

别为 t 时刻向上级购能、储能设备、耦合设备、分布式发电和用户负荷管理的成本; $f_{\text{CO}_2}^{\text{tax}}$ 为向上级购电和购气的碳排放税之和; $f_{\text{CO}_2}^{\text{sub}}$ 为 MR 设备固碳收益; N_{ahead} 为日前优化模型考虑场景数; $p_{s, \text{ahead}}$ 为日前优化过程中场景 s 发生的概率; $P_{e, \text{buy}, s}(t)$ 、 $P_{g, \text{buy}, s}(t)$ 分别为 t 时刻场景 s 下 IES 向上级购电、购气的功率; c_e 、 c_g 分别为单位购电、购气成本; $P_{n, \text{sto}, s}(t)$ 为 t 时刻场景 s 下各类储能设备充放能功率; $C(\cdot)$ 为成本函数; $W(\cdot)$ 为维护成本函数; $S_{n, s}(t)$ 为 t 时刻场景 s 下各类储能的储能能量-容量比状态; $P_{\text{PV}, s}(t)$ 、 $P_{\text{WT}, s}(t)$ 分别为 t 时刻场景 s 下分布式发电中光伏、风机的出力; $k_{c, \text{PV}}(t)$ 、 $k_{c, \text{WT}}(t)$ 分别为弃风、弃光惩罚成本系数; $P_{\text{PV}, s}^{\text{pre}}(t)$ 、 $P_{\text{WT}, s}^{\text{pre}}(t)$ 分别为 t 时刻场景 s 下分布式发电中光伏、风机的预测出力; $k_{n, \text{IDR}, \text{A}}$ 、 $k_{n, \text{IDR}, \text{B}}$ 分别为各类负荷的 A、B 类 IDR 的成本系数; $\left| \Delta P_{n, \text{IDR}, \text{A}, s}(t) \right|$ 、 $\left| \Delta P_{n, \text{IDR}, \text{B}, s}(t) \right|$ 分别为 t 时刻场景 s 下各类负荷的 A、B 类 IDR 调用量; $k_{c, \text{load}, n}$ 为各类负荷缺失惩罚系数; $P_{\text{loss}, n, s}(t)$ 为 t 时刻场景 s 下各类负荷的缺失量。为节约篇幅, 其他变量如 $P_{e, \text{EL}, s}(t)$ 等分别对应附录 A 中 $P_{e, \text{EL}}(t)$ 等的变量含义, 下标 s 为场景编号, 不再赘述。

3.1.2 约束条件

1) 功率平衡约束。

(1) 电功率平衡约束。

$$\begin{aligned} P_{e, \text{buy}, s}(t) + P_{\text{PV}, s}(t) + P_{\text{WT}, s}(t) + P_{\text{GT}, e, s}(t) + P_{e, \text{sto}, s}^{\text{dis}}(t) = \\ P_{e, \text{EL}, s}(t) + P_{e, \text{MR}, s}(t) + P_{e, \text{EB}, s}(t) + D_{e, s}^{\text{fixed}}(t) + \\ \Delta P_{e, \text{IDR}, \text{A}, s}(t) + \Delta P_{e, \text{IDR}, \text{B}, s}(t) + P_{\text{loss}, e, s}(t) + P_{e, \text{sto}, s}^{\text{cha}}(t) \quad (3) \end{aligned}$$

(2) 天然气平衡约束。

$$\begin{aligned} P_{g, \text{buy}, s}(t) + P_{g, \text{MR}, s}(t) + P_{g, \text{sto}, s}^{\text{dis}}(t) = P_{g, \text{GT}, s}(t) + \\ P_{g, \text{GB}, s}(t) + D_{g, s}^{\text{fixed}}(t) + \Delta P_{g, \text{IDR}, \text{A}, s}(t) + \Delta P_{g, \text{IDR}, \text{B}, s}(t) + \\ P_{\text{loss}, g, s}(t) + P_{g, \text{sto}, s}^{\text{cha}}(t) \quad (4) \end{aligned}$$

(3) 热功率平衡约束。

$$\begin{aligned} P_{h, \text{GT}, s}(t) + P_{h, \text{GB}, s}(t) + P_{h, \text{EB}, s}(t) + P_{h, \text{sto}, s}^{\text{dis}}(t) = \\ D_{h, s}^{\text{fixed}}(t) + \Delta P_{h, \text{IDR}, \text{A}, s}(t) + \Delta P_{h, \text{IDR}, \text{B}, s}(t) + \\ P_{\text{loss}, h, s}(t) + P_{h, \text{sto}, s}^{\text{cha}}(t) \quad (5) \end{aligned}$$

(4) 氢能平衡约束。

$$\begin{aligned} P_{\text{H2}, \text{EL}, s}(t) + P_{\text{H2}, \text{sto}, s}^{\text{dis}}(t) = P_{\text{H2}, \text{MR}, s}(t) + P_{\text{H2}, \text{GT}, s}(t) + \\ P_{\text{H2}, \text{GB}, s}(t) + D_{\text{H2}, s}^{\text{fixed}}(t) + \Delta P_{\text{H2}, \text{IDR}, \text{A}, s}(t) + \\ \Delta P_{\text{H2}, \text{IDR}, \text{B}, s}(t) + P_{\text{loss}, \text{H2}, s}(t) + P_{\text{H2}, \text{sto}, s}^{\text{cha}}(t) \quad (6) \end{aligned}$$

式中: $P_{n, \text{sto}, s}^{\text{cha}}(t)$ 、 $P_{n, \text{sto}, s}^{\text{dis}}(t)$ 分别为 t 时刻场景 s 下各类储能设备对外充、放能的额定功率; $D_{n, s}^{\text{fixed}}(t)$ 为 t 时刻优化模型中的预期各类负荷。

2) 耦合设备运行约束。

IES 中各耦合设备 EL、MR、GT、GB、电锅炉 (electric boiler, EB) 的模型、约束条件及变量说明见附录 A。再次注意, 在日前优化模型中考虑到多场景随机规划, 故耦合设备的运行也应满足多场景下的约束, 符号变量对应于多场景下的变量, 如

$P_{e,EL}(t)$ 对应于 $P_{e,EL,s}(t)$ 。

3) 分布式发电出力约束。

分布式发电出力值应小于其预测值,具体如式(7)所示。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{PV,s}(t) \leq P_{PV,s}^{pre}(t) \\ 0 \leq P_{WT,s}(t) \leq P_{WT,s}^{pre}(t) \end{cases} \quad (7)$$

4) 储能设备运行约束。

储能设备运行时主要受充放能功率以及储能状态的约束。由于电、气、热、氢储能运行约束有一致性,现以电储能为例进行说明,其他形式储能约束不再赘述。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{e,sto,s}^{cha}(t) \leq P_{e,sto,s}^{cha,max} \\ 0 \leq P_{e,sto,s}^{dis}(t) \leq P_{e,sto,s}^{dis,max} \\ P_{e,sto,s}^{cha}(t) P_{e,sto,s}^{dis}(t) = 0 \\ P_{e,sto,s}(t) = P_{e,sto,s}^{cha}(t) \eta_{e,sto,s}^{cha} - P_{e,sto,s}^{dis}(t) / \eta_{e,sto,s}^{dis} \\ S_{e,s}(t) = S_{e,s}(t-1) + P_{e,sto,s}(t) / P_{e,sto,s}^{cap} \\ S_{e,s}^{min} \leq S_{e,s}(t) \leq S_{e,s}^{max} \\ S_{e,s}(0) = S_{e,s}(T) \end{cases} \quad (8)$$

式中: $\eta_{e,sto,s}^{cha}$ 、 $\eta_{e,sto,s}^{dis}$ 分别为电储能充、放能效率; $P_{e,sto,s}^{cha,max}$ 、 $P_{e,sto,s}^{dis,max}$ 分别为电储能对外充、放能功率的最大值; $S_{e,s}^{max}$ 、 $S_{e,s}^{min}$ 分别为电储能的储能容量-容量比状态的上、下限; $S_{e,s}(0) = S_{e,s}(T)$ 表示电储能的储能容量-容量比状态在一个优化周期 T 内的始末时刻应相等。

5) 各场景调节约束。

$$|P_{machine,s}(t) - P_{machine,bs}(t)| \leq \psi_{machine} \quad (9)$$

式中: $P_{machine,bs}(t)$ 为 t 时刻各类耦合设备在基准场景下的出力值; $P_{machine,s}(t)$ 为 t 时刻各类耦合设备在场景 s 下的出力值; $\psi_{machine}$ 为各类耦合设备的调节裕度,本文设其为设备最大出力的 10%。

6) 各类需求响应资源的约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{n,IDR,A,s}^{+}(t) \leq P_{n,IDR,A,s}^{+,max} \\ 0 \leq P_{n,IDR,A,s}^{-}(t) \leq P_{n,IDR,A,s}^{-,max} \end{cases} \quad (10)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{n,IDR,B,s}^{+}(t) \leq P_{n,IDR,B,s}^{+,max} \\ 0 \leq P_{n,IDR,B,s}^{-}(t) \leq P_{n,IDR,B,s}^{-,max} \end{cases} \quad (11)$$

式中: $P_{n,IDR,A,s}^{+}(t)$ 、 $P_{n,IDR,B,s}^{+}(t)$ 分别为各类负荷 A 类、B 类 IDR 增加的负荷量; $P_{n,IDR,A,s}^{-}(t)$ 、 $P_{n,IDR,B,s}^{-}(t)$ 分别为 t 时刻场景 s 下各类负荷 A 类、B 类 IDR 减少的负荷量; $P_{n,IDR,A,s}^{+,max}$ 、 $P_{n,IDR,B,s}^{+,max}$ 分别为各类负荷 A 类、B 类 IDR 增加的负荷量的上限; $P_{n,IDR,A,s}^{-,max}$ 、 $P_{n,IDR,B,s}^{-,max}$ 分别为各类负荷 A 类、B 类 IDR 减少的负荷量的上限。

3.1.3 优化结果处理

对日前优化模型进行求解,选取耦合装置运行状态和 A 类 IDR 调用量作为确定参数代入之后的日内与实时优化模型中。

3.2 日内滚动优化模型

该优化阶段将实测所得的系统数据反馈到日内滚动优化模型中,结合未来 4 h 内时间步长为 15 min

的风、光、负荷的超短期预测数据来求解最优控制序列。

3.2.1 目标函数

与日前优化基本相同,日内滚动优化的目标函数同样为 IES 运行总成本最小,可调节的有耦合设备备用容量出力与 IDR 类负荷的调用成本,而 A 类 IDR 参数已确定,负荷总成本为 B 类和 C 类 IDR 之和。目标函数如下:

$$\min f_2 = \sum_{t=1}^T (f_{buy}(t) + f_{sto}(t) + f_{cpl}(t) + f_{DG}(t) + f_{load}(t)) + f_{CO_2}^{tax} - f_{CO_2}^{sub} \quad (12)$$

$$\begin{aligned} f_{load}(t) = \sum_{s=1}^{N_{dayin}} \sum_{n \in \{e, g, h, H2\}} P_{s,dayin} [k_{n,IDR,A} |\Delta P_{n,IDR,A}(t)| + \\ k_{n,IDR,B} |\Delta P_{n,IDR,B}(t)| + k_{n,IDR,C} |\Delta P_{n,IDR,C}(t)| + \\ k_{c,load,n} P_{loss,n,s}(t)] \end{aligned} \quad (13)$$

式中: f_2 为日内优化模型的目标函数; N_{dayin} 为日内优化模型考虑场景数; $p_{s,dayin}$ 为日内优化过程中场景 s 发生的概率; $k_{n,IDR,C}$ 为各类负荷 C 类 IDR 的成本系数; $|\Delta P_{n,IDR,C}(t)|$ 为 t 时刻场景 s 下各类负荷 C 类 IDR 的调用量。

3.2.2 约束条件

日内滚动优化模型同日前优化模型一样采用了多场景随机规划方法来应对不确定性所带来的影响,因而约束条件与日前优化模型中基本一致,不再赘述。另添加 C 类 IDR 的约束条件以及耦合设备备用容量出力约束如下:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{n,IDR,C,s}^{+}(t) \leq P_{n,IDR,C}^{+,max} \\ 0 \leq P_{n,IDR,C,s}^{-}(t) \leq P_{n,IDR,C}^{-,max} \end{cases} \quad (14)$$

$$\begin{cases} \Delta P_{machine}^{min} \leq \Delta P_{machine,s}(t) \leq \Delta P_{machine}^{max} \\ P_{machine}^{min} \leq P_{machine,s}(t) + \Delta P_{machine,s}(t) \leq P_{machine}^{max} \end{cases} \quad (15)$$

式中: $P_{n,IDR,C,s}^{+}(t)$ 、 $P_{n,IDR,C,s}^{-}(t)$ 分别为各类负荷 C 类 IDR 增加、减少的负荷量; $P_{n,IDR,C}^{+,max}$ 、 $P_{n,IDR,C}^{-,max}$ 分别为各类负荷 C 类 IDR 增加、减少的负荷量的上限; $\Delta P_{machine,s}(t)$ 和 $\Delta P_{machine}^{max}$ 、 $\Delta P_{machine}^{min}$ 分别为 t 时刻场景 s 下各类耦合设备的备用出力值及其上、下限; $P_{machine}^{max}$ 、 $P_{machine}^{min}$ 分别为耦合设备备用容量的上、下限。式(15)表示各类耦合设备的备用出力值满足上下限约束,且备用容量出力与其日前出力计划之和满足容量限制。

3.2.3 优化结果

日内滚动优化在日前优化确定参数的基础上,确定分布式发电的出力计划、耦合设备备用容量出力计划和 B 类 IDR 负荷调用量,并将其作为确定参数代入之后的实时优化模型中。

3.3 实时优化模型

实时优化的时间步长为 5 min,此时间尺度下实时负荷波动幅度已很小,多场景随机优化方法已不再适用。为此,本文采用机会约束方法,设置一定的

约束条件,使得约束条件成立的概率不小于某一置信水平。

3.3.1 目标函数

与日内滚动优化基本相同,实时优化的目标函数同样为 IES 运行总成本最小,变化的只有 IDR 类负荷的调用成本,具体为 C 类和 D 类 IDR 之和。目标函数如下:

$$\min f_3 = \sum_{t=1}^T (f_{\text{buy}}(t) + f_{\text{sto}}(t) + f_{\text{cpl}}(t) + f_{\text{DG}}(t) + f_{\text{load}}^*(t) + f_{\text{CO}_2}^{\text{tax}} - f_{\text{CO}_2}^{\text{sub}}) \quad (16)$$

$$f_{\text{load}}^*(t) = \sum_{n \in \{e, g, h, H2\}} [k_{n, \text{IDR}, A} |\Delta P_{n, \text{IDR}, A}(t)| + k_{n, \text{IDR}, B} |\Delta P_{n, \text{IDR}, B}(t)| + k_{n, \text{IDR}, C} |\Delta P_{n, \text{IDR}, C}(t)| + k_{n, \text{IDR}, D} |\Delta P_{n, \text{IDR}, D}(t)| + k_{\text{load}, n} P_{\text{loss}, n}(t)] \quad (17)$$

式中: f_3 为实时优化模型的目标函数。

3.3.2 约束条件

对实时优化模型采用机会约束方法。此时认为短期预测所得的电、气、热、氢实时负荷的偏差值各自满足某一截断正态分布,对储能设备的调控要求为只需满足各类负荷在各自设定的置信水平下的供给率即可,剩余的微弱偏差可通过实时的向上级购电、购气以及负荷调节满足平衡。故此时约束条件与不区分各类场景的日前、日内滚动优化的约束条件基本相同,不再赘述,但在功率平衡以及分布式发电出力的部分约束方面有所不同。

1) 电功率平衡约束。

$$P_r \{ P_{e, \text{buy}}(t) + P_{\text{PV}}(t) + P_{\text{WT}}(t) + P_{e, \text{GT}}(t) + P_{e, \text{sto}}^{\text{dis}}(t) \geq P_{e, \text{EL}}(t) + P_{e, \text{MR}}(t) + P_{e, \text{EB}}(t) + D_e^{\text{fixed}}(t) + \Delta P_{e, \text{IDR}, A}(t) + \Delta P_{e, \text{IDR}, B}(t) + \Delta P_{e, \text{IDR}, C}(t) + \Delta P_{e, \text{IDR}, D}(t) + P_{\text{loss}, e}(t) + P_{e, \text{sto}}^{\text{cha}}(t) \} \geq \partial_e \quad (18)$$

2) 天然气平衡约束。

$$P_r \{ P_{g, \text{buy}}(t) + P_{g, \text{MR}}(t) + P_{g, \text{sto}}^{\text{dis}}(t) \geq P_{g, \text{GT}}(t) + P_{g, \text{CB}}(t) + D_g^{\text{fixed}}(t) + \Delta P_{g, \text{IDR}, A}(t) + \Delta P_{g, \text{IDR}, B}(t) + \Delta P_{g, \text{IDR}, C}(t) + \Delta P_{g, \text{IDR}, D}(t) + P_{\text{loss}, g}(t) + P_{g, \text{sto}}^{\text{cha}}(t) \} \geq \partial_g \quad (19)$$

3) 热功率平衡约束。

$$P_r \{ P_{h, \text{GT}}(t) + P_{h, \text{CB}}(t) + P_{h, \text{EB}}(t) + P_{h, \text{sto}}^{\text{dis}}(t) \geq D_h^{\text{fixed}}(t) + \Delta P_{h, \text{IDR}, A}(t) + \Delta P_{h, \text{IDR}, B}(t) + \Delta P_{h, \text{IDR}, C}(t) + \Delta P_{h, \text{IDR}, D}(t) + P_{\text{loss}, h}(t) + P_{h, \text{sto}}^{\text{cha}}(t) \} \geq \partial_h \quad (20)$$

4) 氢能平衡约束。

$$P_r \{ P_{H2, \text{EL}}(t) + P_{H2, \text{sto}}^{\text{dis}}(t) = P_{H2, \text{MR}}(t) + P_{H2, \text{GT}}(t) + P_{H2, \text{CB}}(t) + D_{H2}^{\text{fixed}}(t) + \Delta P_{H2, \text{IDR}, A}(t) + \Delta P_{H2, \text{IDR}, B}(t) + \Delta P_{H2, \text{IDR}, C}(t) + \Delta P_{H2, \text{IDR}, D}(t) + P_{\text{loss}, H2}(t) + P_{H2, \text{sto}}^{\text{cha}}(t) \} \geq \partial_{H2} \quad (21)$$

式中: $P_r\{\cdot\}$ 为求 $\{\cdot\}$ 置信度; $\partial_e, \partial_g, \partial_h, \partial_{H2}$ 分别为电、气、热、氢功率平衡的置信水平; $P_{n, \text{sto}}^{\text{cha}}(t), P_{n, \text{sto}}^{\text{dis}}(t)$ 分别为 t 时刻各类储能设备对外充、放能的额定功率。为节约篇幅,其他变量如 $P_{e, \text{EL}}(t)$ 等含义见附录 A。

5) 分布式发电出力约束。

$$\begin{cases} P_{\text{PV}}(t) = \min \{ P_{\text{PV}}^{\text{imm}}(t), P_{\text{PV}}^{\text{dayin}}(t) \} \\ P_{\text{WT}}(t) = \min \{ P_{\text{WT}}^{\text{imm}}(t), P_{\text{WT}}^{\text{dayin}}(t) \} \end{cases} \quad (22)$$

式中: $P_{\text{PV}}^{\text{imm}}(t), P_{\text{WT}}^{\text{imm}}(t)$ 分别为 t 时刻实时优化中光伏、风机实际的出力上限; $P_{\text{PV}}^{\text{dayin}}(t), P_{\text{WT}}^{\text{dayin}}(t)$ 分别为 t 时刻日内滚动优化中得到的光伏、风机的出力计划。式(22)表示在实时优化中分布式发电的出力值在延续日内滚动优化数值的基础上,不能超过现实条件制约下的实时最大出力。

3.3.3 优化结果

对实时优化模型进行计算可确定如下优化结果: 各类储能设备的工作状态与出力; C 类 IDR 和 D 类 IDR 调用量; IES 向上级购电、购气量。

3.4 模型线性化处理

此时所得模型为混合整数非线性模型,需对导致模型非线性的目标函数中的绝对值项与储能状态约束进行线性化,具体处理方法见附录 B。处理后的模型为混合整数线性模型,可采用 MATLAB+Yalmip 调用商业求解器 Gurobi 进行求解。求解流程如附录 B 图 B2 所示。

4 算例分析

4.1 算例介绍

为验证本文模型的有效性,设置算例进行分析。模型优化周期为一天 24 h, 负荷和分布式发电的日前、日内、实时的预测误差分别设为 3%、1%、0.5% 和 5%、3%、1%。各类负荷以及光伏、风电出力的日前预测基准值如附录 B 图 B3 所示,其中电、气、热、氢负荷峰值分别设为 1 000、600、400、200 kW, 风电与光伏额定容量均为 400 kW。分时电价见附录 B 表 B1, 天然气价为 0.35 元/(kW·h); 各类设备运行参数、储能参数、4 类 IDR 的经济参数及其他参数分别见附录 B 表 B2—B5。实时优化模型中,各类负荷误差率满足 $N(0, 1/1200)$ 的截断正态分布,置信度均取 0.9。

本文调用 Gurobi 求解多时间尺度优化模型,在 Intel Core i7@2.90 GHz 主机算力下,日前计算用时 2 s, 日内单次滚动计算用时 20 s, 滚动 80 次,实时优化计算用时 15 s, 满足实际工作中的运算速率的要求。

4.2 多时间尺度低碳优化方法有效性分析

为验证本文所提的低碳优化方法的有效性,选取如下 3 种场景下的 IES 优化结果进行对比分析: 场

景1,不考虑碳排放经济目标;场景2,考虑单一碳排放价格与固碳补贴;场景3,考虑阶梯式碳排放价格与固碳补贴。

对以上3种场景进行多时间尺度计算并对比分析日前、日内、实时阶段的IES优化结果。各优化阶段预测负荷、分布式发电出力如附录C图C1所示,3种场景下日前优化的部分结果如表1所示,详细结果如附录C表C1所示。

表1 3种场景下日前优化部分结果

Table 1 Partial day-ahead optimal results under three scenes

指标	场景1	场景2	场景3
碳排放费用/元	0	1670.5	1203.9
A类IDR成本/元	0	490.74	490.74
总碳排放量/kg	28230	27841	27787
总成本/元	19741	21431	20971

由表1可知,在日前阶段的优化中,相比场景1,考虑碳排放经济目标的场景2与场景3的总碳排放量分别减少了1.38%与1.57%,这表明考虑低碳经济目标有助于减少IES的碳排放量。且对比场景2和场景3的碳排放费用发现后者碳排放费用降低了27.93%并获得了更大的碳减排效益,这说明考虑阶梯式碳排放费用机制具有更优的碳减排效益与经济效益。

各场景下日前阶段耦合设备的运行状态如附录C图C2所示。整体而言,场景3相较于场景1和场景2,更多地调用GT出力而较少调用EB、EL出力,这是由于在阶梯式碳排放费用模型作用下,对过多使用电能行为造成的过高碳排放费用的修正,将用电需求转移至购气替代以减少碳排放费用。而整个周期内MR并未工作,这说明在日前优化过程中,对氢气转化为天然气暂不具备经济性优势,这主要是由天然气价相对较低且分布式发电的廉价电能供应比例较低所导致的。

以场景3为例,对日内滚动优化下的耦合设备备用容量工作情况进行分析,如图2所示。由图可知,对比日前-日内各耦合设备的运行状态可以发现,在日内预测负荷变动的情况下,GB工作状态基本没有变化,EB在01:00—07:00时段内有出力的下调,EL在22:00—24:00时段有出力的上调,MR在20:00前有出力的上调。结合附录C图C3所示场景3负荷需求响应中A、B、C类IDR进行分析,这是由于在负荷预测变动与需求响应的双重影响下,01:00—07:00时段内热负荷通过需求响应机制有较大的削减,并作用于电价相对天然气价更高的EB的工作状态调整中;而日内优化中氢负荷在全天也主要体现为削减,故而20:00前MR将削减的氢负荷需求转化为天然气并收取固碳收益,而20:00之后MR

不出力而EL增加出力也是为了在最后4h的滚动周期内满足全天优化周期内储氢罐储能始末状态相等的约束。

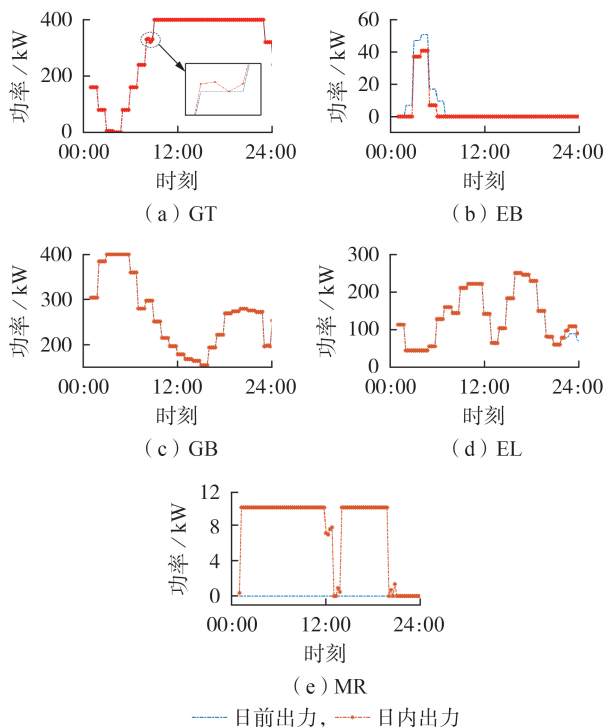


图2 日前-日内阶段场景3下各耦合设备的运行状态

Fig.2 Operation status of each coupling device under Scenario 3 in day-ahead-intra-day stage

实时优化后3种场景的部分结果如表2所示,详细结果如附录C表C2所示。

表2 3种场景下实时优化部分结果

Table 2 Partial real-time optimal results under three scenes

指标	场景1	场景2	场景3
A类IDR成本/元	0	490.74	490.74
B类IDR成本/元	0	0	7.03
C类IDR成本/元	289.19	296.10	296.83
D类IDR成本/元	148.42	154.31	157.93
弃负荷成本/元	0	23.93	15.35
总成本/元	20273	21993	21544
总碳排放量/kg	28286	27894	27843

观察表2可知,从各类IDR与弃负荷成本角度,B类负荷在3种场景下都近乎为0,而场景2与场景3的A类IDR成本远大于场景1的成本,这是碳排放机制与负荷需求响应相互作用的结果,即通过适当减少负荷以降低碳排放费用,而场景3下B类IDR仍在发挥作用是因为阶梯式碳排放费用机制所带来的更高的碳排放费用仍在作用于负荷需求响应,以减少总经济成本。3种场景下的C类、D类IDR成本无明显差异是由于其均满足保持具有相同预测误差的实时负荷波动平衡与储能始末状态相等的约束。

最终,单周期多时间尺度优化调度后 IES 各组成部分出力图见附录 C 图 C4。

4.3 不同清洁能源发电装机容量下的模型效益分析

为分析本文模型在不同比例分布式清洁发电情况下的工作状态,选取模型中光伏、风机装机容量区间为 200~1 000 kW,步长为 200 kW 进行仿真,得到不同清洁能源发电装机容量 P_{ins} 下的部分结果如表 3 所示,详细结果如附录 C 表 C3 所示。

表 3 不同清洁能源发电装机容量下的部分结果

Table 3 Partial results with different installed capacity of clean energy power generation

指标	单位:元				
	$P_{\text{ins}}=200 \text{ kW}$	$P_{\text{ins}}=400 \text{ kW}$	$P_{\text{ins}}=600 \text{ kW}$	$P_{\text{ins}}=800 \text{ kW}$	$P_{\text{ins}}=1000 \text{ kW}$
购电碳排放费用	930.6	463.9	0	0	0
购气碳排放费用	894.6	739.3	670.1	589.2	503.8
总碳排放费用	1825.2	1203.2	670.1	589.2	503.8
弃风惩罚费用	1.6	3.0	4.6	6.8	9.3
弃光惩罚费用	0.8	2.0	2.4	3.5	5.8
总成本	25 363	21 469	17 798	14 565	11 827

由表 3 可知,随着清洁分布式发电装机容量的提高,系统运行总成本有大幅下降的趋势,主要得益于向上级购能总量的下降与碳排放费用的减少。其中,在清洁能源装机超过 600 kW 时可以确定购电碳排放费用为 0,但购气碳排放费用在此之后降幅缓慢,这是由电转气的相关装置容量有限所导致的。为更好地消纳更高比例的清洁能源接入,耦合装置的装机容量也需有一定的提升。同时,本文模型中的弃风弃光电量与惩罚费用的数量级都远小于总成本的数量级,表明本文模型具有良好的清洁能源消纳能力。

4.4 可调热电比与天然气-氢气混合利用效益分析

为了分析 GT 可调电热比以及 GT、GB 天然气-氢气混合利用的效益,选取“天然气价高低”、“是否可调热电比”、“天然气-氢气是否可以混合”3 类变量进行 16 组控制变量对照仿真,其中天然气价按单价 0.35、0.6、0.8、1.4 元/(kW·h) 设置成低、中、高、特高 4 档,并根据热电比可调与否以及天然气-氢气混合与否分为可调可混(情况 1)、可调不可混(情况 2)、不可调可混(情况 3)、不可调不可混(情况 4)4 类。仿真结果如表 4 和表 5 所示。

表 4 16 组仿真的经济成本结果

Table 4 Economic cost results of 16 groups of simulation

天然气价	单位:元			
	经济成本			
	情况 1	情况 2	情况 3	情况 4
低	20 884	20 928	21 248	21 380
中	27 195	27 215	27 325	27 369
高	31 553	31 562	31 563	31 594
特高	41 286	41 690	41 323	41 970

表 5 16 组仿真的碳排放量结果

Table 5 Carbon emission of 16 groups of simulation

天然气价	单位:kg			
	碳排放量			
	情况 1	情况 2	情况 3	情况 4
低	27 786	27 787	28 034	28 034
中	28 714	28 714	28 737	28 737
高	29 633	29 283	29 684	29 334
特高	30 829	30 207	30 829	30 207

由表 4 可知,运行情况 1 在同等天然气价下的系统运行费用均最少,这说明考虑可调热电比、考虑天然气-氢气混合利用的方案最具普遍经济性。且在天然气价较低时,情况 2 较情况 3 更具经济性,结合附录 C 图 C5 所示不同天然气价下热电比及天然气-氢气混合利用运行情况,发现天然气价越低,GT 热电比变动程度越明显,其工作时段越长,这说明在低天然气价情况下 GT 的可调热电比更能发挥经济性作用;反之在高天然气价情况下,电力具有价格优势,从而由 EL 产生的氢气更多地参与替代天然气的产电发热过程中,减少高昂天然气的消费,发挥天然气-氢气混合利用策略的经济性。

由表 5 可知,在中、低天然气价下,GT 热电比可调性能良好可降低碳排放,而天然气-氢气混合利用策略因天然气价较低经济性不足而几乎没有碳减排作用。高天然气价下电能更多地替代天然气进行热能供应,从而带来系统总碳排放量上升,此时 GT 热电比调节作用不显著,而天然气-氢气混合利用策略的使用,使得电能转换为氢能参与 GT、GB 工作从而减少总体经济成本。

5 结论

本文在所建立的考虑电-气-热-氢需求响应的 IES 多时间尺度低碳运行优化模型的基础上,通过设置多类场景进行仿真,并将结果从多时间尺度、清洁能源装机容量占比、可调热电比等多个角度进行分析,得到如下结论:

1)相较于传统单一碳排放费用机制,阶梯式碳排放费用机制具有更优越的碳减排性与经济性;

2)考虑 GT 热电比可调以及 GT、GB 天然气-氢气混合利用能够根据实际的天然气价与负荷需求,优化能流转换过程,提升运行经济性;

3)多时间尺度优化运行方式能够良好地应对不同时间维度下的负荷与新能源出力预测,并根据 IES 内部设备灵活性与需求响应等级进行分级调节,对运行周期内的预测量与实测情况均能有效处理。

后续研究可考虑更大规模的 IES,考虑 IES 多节点系统的耦合与动态潮流问题,并分析氢能源汽车、电动汽车等交通网负荷接入 IES 所带来的影响。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] WILLIAMS J H, JONES R A, HALEY B, et al. Carbon-neutral pathways for the United States[J]. AGU Advances, 2021, 2(1): e2020AV000284.
- [2] ELENA S N. Leaders agree 2050 climate neutrality-without Poland[EB/OL]. (2019-12-03)[2021-09-26]. <https://euobserver.com/green-economy/146914>.
- [3] 新华社. 习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上发表重要讲话[EB/OL]. (2020-09-22)[2021-09-26]. http://www.gov.cn/xinwen/2020-09/22/content_5546168.htm. 2021.
- [4] 黎静华, 朱梦姝, 陆悦江, 等. 综合能源系统优化调度综述[J]. 电网技术, 2021, 45(6): 2256-2272.
LI Jinghua, ZHU Mengshu, LU Yuejiang, et al. Review on optimal scheduling of integrated energy systems[J]. Power System Technology, 2021, 45(6): 2256-2272.
- [5] 袁智勇, 赵懿祺, 郭祚刚, 等. 面向能源互联网的综合能源系统规划研究综述[J]. 南方电网技术, 2019, 13(7): 1-9.
YUAN Zhiyong, ZHAO Yiqi, GUO Zuogang, et al. Research summary of integrated energy systems planning for energy internet[J]. Southern Power System Technology, 2019, 13(7): 1-9.
- [6] CHEN Yue, WEI Wei, LIU Feng, et al. A multi-lateral trading model for coupled gas-heat-power energy networks[J]. Applied Energy, 2017, 200: 180-191.
- [7] LI Peng, DONG Bo, YU Hao, et al. A unified energy bus based multi-energy flow modeling method of integrated energy system[J]. Energy Procedia, 2019, 159: 418-423.
- [8] 徐宪东, 贾宏杰, 靳小龙, 等. 区域综合能源系统电/气/热混合潮流算法研究[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(14): 3634-3642.
XU Xiandong, JIA Hongjie, JIN Xiaolong, et al. Study on hybrid heat-gas-power flow algorithm for integrated community energy system[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14): 3634-3642.
- [9] 施泉生, 丁建勇, 刘坤, 等. 含电、气、热3种储能的微网综合能源系统经济优化运行[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(8): 269-276, 293.
SHI Quansheng, DING Jianyong, LIU Kun, et al. Economic optimal operation of microgrid integrated energy system with electricity, gas and heat storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 269-276, 293.
- [10] 张涛, 郭羽彤, 李逸鸿, 等. 计及电气热综合需求响应的区域综合能源系统优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(1): 52-61.
ZHANG Tao, GUO Yuetong, LI Yihong, et al. Optimization scheduling of regional integrated energy systems based on electric-thermal-gas integrated demand response[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(1): 52-61.
- [11] 陈志, 胡志坚, 翁菡宏, 等. 基于阶梯碳交易机制的园区综合能源系统多阶段规划[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 148-155.
CHEN Zhi, HU Zhijian, WENG Changhong, et al. Multi-stage planning of park-level integrated energy system based on ladder-type carbon trading mechanism[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 148-155.
- [12] 熊宇峰, 陈来军, 郑天文, 等. 考虑电热气耦合特性的低碳园区综合能源系统氢储能优化配置[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 31-38.
XIONG Yufeng, CHEN Laijun, ZHENG Tianwen, et al. Optimal configuration of hydrogen energy storage in low-carbon park integrated energy system considering electricity-heat-gas coupling characteristics[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 31-38.
- [13] 骆钊, 秦景辉, 梁俊宇, 等. 含碳-绿色证书联合交易机制的综合能源系统日前优化调度[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 248-255.
LUO Zhao, QIN Jinghui, LIANG Junyu, et al. Day-ahead optimal scheduling of integrated energy system with carbon-green certificate coordinated trading mechanism[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 248-255.
- [14] CHENG Yaohua, ZHANG Ning, ZHANG Baosen, et al. Low-carbon operation of multiple energy systems based on energy-carbon integrated prices[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(2): 1307-1318.
- [15] 崔杨, 邓贵波, 曾鹏, 等. 计及碳捕集电厂低碳特性的含风电电力系统源-荷多时间尺度调度方法[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(16): 5869-5886, 6163.
CUI Yang, DENG Guibo, ZENG Peng, et al. Multi-time scale source-load dispatch method of power system with wind power considering low-carbon characteristics of carbon capture power plant[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(16): 5869-5886, 6163.
- [16] 刘方, 徐耀杰, 杨秀, 等. 考虑电能交互共享的虚拟电厂集群多时间尺度协调运行策略[J]. 电网技术, 2022, 46(2): 642-656.
LIU Fang, XU Yaojie, YANG Xiu, et al. Multi-time scale coordinated operation strategy of virtual power plant clusters considering power interactive sharing[J]. Power System Technology, 2022, 46(2): 642-656.
- [17] 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.
- [18] 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.
- [19] 金力, 房鑫炎, 蔡振华, 等. 考虑特性分布的储能电站接入的电网多时间尺度源储荷协调调度策略[J]. 电网技术, 2020, 44(10): 3641-3650.
JIN Li, FANG Xinyan, CAI Zhenhua, et al. Multiple time-scales source-storage-load coordination scheduling strategy of grid connected to energy storage power station considering characteristic distribution[J]. Power System Technology, 2020, 44(10): 3641-3650.

作者简介:



李天格

李天格(1998—),男,硕士研究生,主要研究方向为综合能源系统优化与运行(E-mail: tiangeli_who@163.com);

胡志坚(1969—),男,教授,博士生导师,博士,通信作者,主要研究方向为电力系统稳定分析与控制、新能源与分布式发电等(E-mail: zhijian_hu@163.com)。

(编辑 李玮)

Multi-time scale low-carbon operation optimization strategy of integrated energy system considering electricity-gas-heat-hydrogen demand response

LI Tiange, HU Zhijian, CHEN Zhi, LIU Shenghui

(School of Electrical Engineering and Automation, Wuhan University, Wuhan 430072, China)

Abstract: In order to better promote the low-carbon economic operation of integrated energy system (IES) and improve the multi-time scale operation optimization management level, a multi-time scale low-carbon operation optimization strategy considering the electricity-gas-heat-hydrogen demand response and the stepped carbon emission cost mechanism is proposed. The stepped carbon emission cost mechanism is comprehensively considered, and the hydrogen load demand besides electricity-gas-heat load demand is concerned, the three-stage multi-time scale optimization model for day-ahead, intra-day rolling and real-time is established by optimizing the adjustability of the gas turbine's heat-electricity ratio in the coupled equipments. Taking the minimum of the overall IES operation cost, the carbon emission cost, and the cost of abandoning wind and light as the economic objective, and the original nonlinear problem is transformed into the mixed integer linear problem solved by the Gurobi solver. Through the simulation comparison and analysis of the optimization results under various situations, the effectiveness of the proposed strategy from aspects of promoting low-carbon operation, giving full play to the flexibility of system equipment and promoting clean energy consumption is verified.

Key words: multi-time scale; demand response; integrated energy system; stepped carbon emission cost mechanism; adjustable heat-electricity ratio; hydrogen energy

(上接第15页 continued from page 15)

Low-carbon economic dispatching of energy hub considering flexible ramping product

ZHU Xiping¹, LUO Jian¹, LI Zilin¹, YAO Xianyi¹, LIU Minghang¹, WEN Hong²

(1. School of Electrical Information, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;

2. School of Aeronautics and Astronautics, University of Electronic Science and Technology of China, Chengdu 611731, China)

Abstract: Under the background of carbon peak, carbon neutral and energy internet, the energy hub has become an important part of carbon emission reduction. With the increasing penetration rate of renewable energy in energy hub, it poses a challenge for the ramping ability of energy hub. For that, the dispatching model of energy hub considering flexible ramping product (FRP) is proposed, and the carbon trading mechanism is introduced into the dispatching model. Based on the carbon emission quota and carbon trading price, the low-carbon economic dispatching model of energy hub considering FRP is established. Aiming at the uncertainty problem of carbon emissions in the low-carbon economic dispatching model, the information gap decision theory (IGDT) is used to simulate the uncertainty of carbon emissions, then the low-carbon economic dispatching model of energy hub based on IGDT considering FRP is built. Finally, the case study analysis of IEEE 34-bus system is given to verify the effectiveness of the proposed model. At the same time, the impacts of carbon trading price, FRP price, expected deployment probability and model avoidance coefficient on the dispatching results are studied.

Key words: energy hub; carbon trading; flexible ramping product; IGDT; low-carbon economic dispatching

附录 A

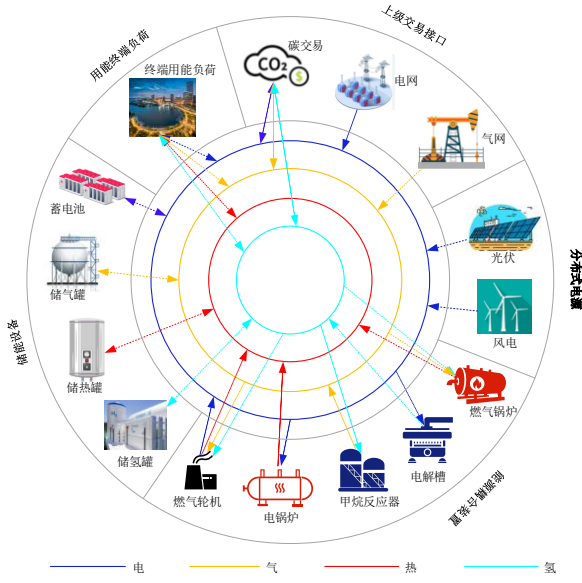


图 A1 IES 运行框架图

Fig.A1 Operational framework diagram of integrated energy system

A-1 电转气环节解耦运行过程与耦合设备建模

1) EL 设备。

$$\begin{cases} P_{H2,EL}(t) = \eta_{EL} P_{e,EL}(t) \\ P_{e,EL}^{\min} \leq P_{e,EL}(t) \leq P_{e,EL}^{\max} \\ \Delta P_{e,EL}^{\min} \leq P_{e,EL}(t+1) - P_{e,EL}(t) \leq \Delta P_{e,EL}^{\max} \end{cases} \quad (A1)$$

式中： $P_{e,EL}(t)$ 为 t 时刻输入EL的电； $P_{H2,EL}(t)$ 为 t 时刻输出EL的氢能； η_{EL} 为EL能量转换效率； $P_{e,EL}^{\max}$ 、 $P_{e,EL}^{\min}$ 分别为EL的输入功率上、下限； $\Delta P_{e,EL}^{\max}$ 、 $\Delta P_{e,EL}^{\min}$ 分别为EL的爬坡上、下限。

2) MR 设备。

$$\begin{cases} P_{g,MR}(t) = \eta_{MR} P_{H2,MR}(t) \\ P_{H2,MR}^{\min} \leq P_{H2,MR}(t) \leq P_{H2,MR}^{\max} \\ \Delta P_{H2,MR}^{\min} \leq P_{H2,MR}(t+1) - P_{H2,MR}(t) \leq \Delta P_{H2,MR}^{\max} \\ P_{e,MR}(t) = \eta_{MR,e} P_{H2,MR}(t) \end{cases} \quad (A2)$$

式中： $P_{H2,MR}(t)$ 为 t 时刻输入MR的氢能； $P_{g,MR}(t)$ 为 t 时刻输出MR的天然气； η_{MR} 为MR中氢气转甲烷的能量转换效率； $P_{H2,MR}^{\max}$ 、 $P_{H2,MR}^{\min}$ 分别为MR的输入功率上、下限； $\Delta P_{H2,MR}^{\max}$ 、 $\Delta P_{H2,MR}^{\min}$ 分别为MR的爬坡上、下限； $P_{e,MR}(t)$ 为 t 时刻MR合成反应消耗电能； $\eta_{MR,e}$ 为MR合成反应的耗电比例。

3) GT 设备。

$$\begin{cases} P_{e,GT}(t) + P_{h,GT}(t) = \eta_{GT} P_{mg,GT}(t) \\ P_{mg,GT}^{\min} \leq P_{mg,GT}(t) \leq P_{mg,GT}^{\max} \\ \Delta P_{mg,GT}^{\min} \leq P_{mg,GT}(t+1) - P_{mg,GT}(t) \leq \Delta P_{mg,GT}^{\max} \\ \kappa_{GT}^{\min} \leq P_{e,GT}(t) / P_{h,GT}(t) \leq \kappa_{GT}^{\max} \\ P_{mg,GT}(t) = P_{H2,GT}(t) + P_{g,GT}(t) \\ \mu_{GT}^{\min} \leq P_{g,GT}(t) / P_{mg,GT}(t) \leq 1 \end{cases} \quad (A3)$$

式中： $P_{e,GT}(t)$ 、 $P_{h,GT}(t)$ 分别为 t 时刻输出GT的电、热能； $P_{mg,GT}(t)$ 为 t 时刻输入GT的天然气-氢气混合气体； η_{GT} 为GT能量转换效率； $P_{mg,GT}^{\max}$ 、 $P_{mg,GT}^{\min}$ 分别为GT的输入功率上、下限，本文分别取2、0.5； $\Delta P_{mg,GT}^{\max}$ 、 $\Delta P_{mg,GT}^{\min}$ 分别为GT的爬坡上、下限； $\kappa_{GT}^{\min}$ 、 $\kappa_{GT}^{\max}$ 分别为GT的热电比上、下限； $P_{H2,GT}(t)$ 、 $P_{g,GT}(t)$ 分别为 t 时刻输入GT的天然气-氢气混合气体中氢气、天然气量； $\mu_{GT}^{\min}$ 为输入GT的燃气中天然气含量的最低比例，本文取70%。

4) GB 设备。

$$\begin{cases} P_{h,GB}(t) = \eta_{GB} P_{mg,GB}(t) \\ P_{mg,GB}^{\min} \leq P_{mg,GB}(t) \leq P_{mg,GB}^{\max} \\ \Delta P_{mg,GB}^{\min} \leq P_{mg,GB}(t+1) - P_{mg,GB}(t) \leq \Delta P_{mg,GB}^{\max} \\ P_{mg,GB}(t) = P_{H2,GB}(t) + P_{g,GB}(t) \\ \mu_{GB}^{\min} \leq P_{g,GB}(t) / P_{mg,GB}(t) \leq 1 \end{cases} \quad (A4)$$

式中： $P_{mg,GB}(t)$ 为 t 时刻输入GB的天然气-氢气混合气体量； $P_{h,GB}(t)$ 为 t 时刻输出GB的热能； η_{GB} 为GB能量转换效率； $P_{mg,GB}^{\max}$ 、 $P_{mg,GB}^{\min}$ 分别为GB的输入功率上、下限； $\Delta P_{mg,GB}^{\max}$ 、 $\Delta P_{mg,GB}^{\min}$ 分别为GB的爬坡上、下限； $P_{H2,GB}(t)$ 、 $P_{g,GB}(t)$ 分别为 t 时刻输入GB的天然气-氢气混合气体中氢气、天然气量； $\mu_{GB}^{\min}$ 为输入GB的燃气中天然气含量的最低比例，本文取70%。

5) EB 设备。

$$\begin{cases} P_{h,EB}(t) = \eta_{EB} P_{e,EB}(t) \\ P_{e,EB}^{\min} \leq P_{e,EB}(t) \leq P_{e,EB}^{\max} \\ \Delta P_{e,EB}^{\min} \leq P_{e,EB}(t+1) - P_{e,EB}(t) \leq \Delta P_{e,EB}^{\max} \end{cases} \quad (A5)$$

式中： $P_{e,EB}(t)$ 为 t 时刻输入EB的电； $P_{h,EB}(t)$ 为 t 时刻输出EB的热能； η_{EB} 为EB能量转换效率； $P_{e,EB}^{\max}$ 、 $P_{e,EB}^{\min}$ 分别为EB的输入功率上、下限； $\Delta P_{e,EB}^{\max}$ 、 $\Delta P_{e,EB}^{\min}$ 分别为EB的爬坡上、下限。

A-2 阶梯式碳排放费用及固碳收益模型

1) 阶梯式碳排放费用计量模型。

具体模型如下：

$$f_{CO_2}^{\text{tax}} = f_{CO_2}^{\text{tax,e}} + f_{CO_2}^{\text{tax,g}} \quad (A6)$$

$$\begin{cases} E_{e, \text{buy}, a} = \chi_e \sum_{t=1}^T P_{e, \text{buy}}(t) \\ E_{g, \text{buy}, a} = \chi_g \sum_{t=1}^T P_{g, \text{buy}}(t) \end{cases} \quad (\text{A7})$$

$$f_{\text{CO}_2}^{\text{tax}, e} = \begin{cases} 0, & \text{if } E_{e, \text{buy}, a} \leq l_e \\ \lambda_e (E_{e, \text{buy}, a} - l_e), & \text{if } l_e \leq E_{e, \text{buy}, a} \leq 2l_e \\ \lambda_e (1 + \alpha)(E_{e, \text{buy}, a} - 2l_e) + \lambda_e l_e, & \text{if } 2l_e \leq E_{e, \text{buy}, a} \leq 3l_e \\ \lambda_e (1 + 2\alpha)(E_{e, \text{buy}, a} - 3l_e) + \lambda_e (2 + \alpha)l_e, & \text{if } E_{e, \text{buy}, a} \geq 3l_e \end{cases} \quad (\text{A8})$$

$$f_{\text{CO}_2}^{\text{tax}, g} = \begin{cases} 0, & \text{if } E_{g, \text{buy}, a} \leq l_g \\ \lambda_g (E_{g, \text{buy}, a} - l_g), & \text{if } l_g \leq E_{g, \text{buy}, a} \leq 2l_g \\ \lambda_g (1 + \alpha)(E_{g, \text{buy}, a} - 2l_g) + \lambda_g l_g, & \text{if } 2l_g \leq E_{g, \text{buy}, a} \leq 3l_g \\ \lambda_g (1 + 2\alpha)(E_{g, \text{buy}, a} - 3l_g) + \lambda_g (2 + \alpha)l_g, & \text{if } E_{g, \text{buy}, a} \geq 3l_g \end{cases} \quad (\text{A9})$$

式中： $f_{\text{CO}_2}^{\text{tax}, e}$ 、 $f_{\text{CO}_2}^{\text{tax}, g}$ 、 $f_{\text{CO}_2}^{\text{tax}}$ 分别为上级购电、购气的碳排放税及其两者总和； $E_{e, \text{buy}, a}$ 、 $E_{g, \text{buy}, a}$ 为上级购电、购气内含碳排放量； χ_e 、 χ_g 分别为单位电力消耗、单位天然气消耗的碳排放； $P_{e, \text{buy}}(t)$ 、 $P_{g, \text{buy}}(t)$ 分别为 t 时刻的上级购电、购气量； T 为一天 24 小时优化周期； λ_e 、 λ_g 分别为电力、天然气碳费用基价； l_e 、 l_g 分别为电力、天然气阶梯式计税碳区间长度； α 为价格增长幅度。

2) MR 固碳补贴计量模型。

模型如下：

$$f_{\text{CO}_2}^{\text{sub}} = \lambda_{\text{sub}} \chi_{\text{sub}} \sum_{t=1}^T P_{g, \text{MR}}(t) \quad (\text{A10})$$

式中： $f_{\text{CO}_2}^{\text{sub}}$ 为 MR 设备固碳收益； λ_{sub} 为单位固碳量补贴费； χ_{sub} 为产单位天然气量所固定的碳量； $P_{g, \text{MR}}(t)$ 为 t 时刻 MR 输出功率。

附录 B

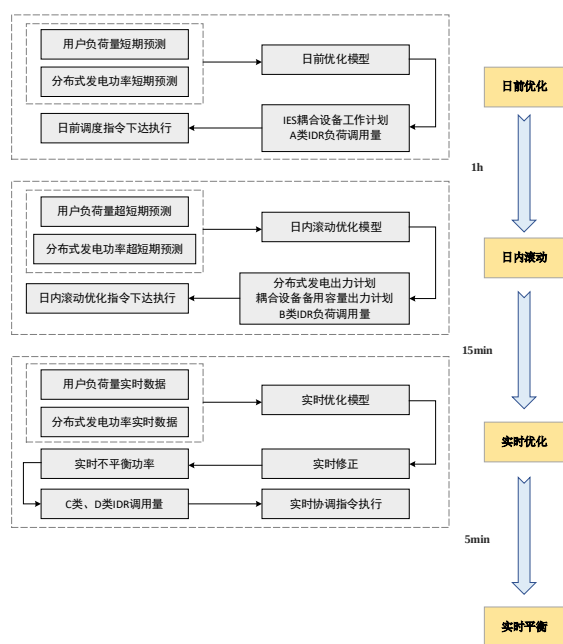


图 B1 多时间尺度优化框架图

Fig.B1 Multi-time scale optimization framework diagram

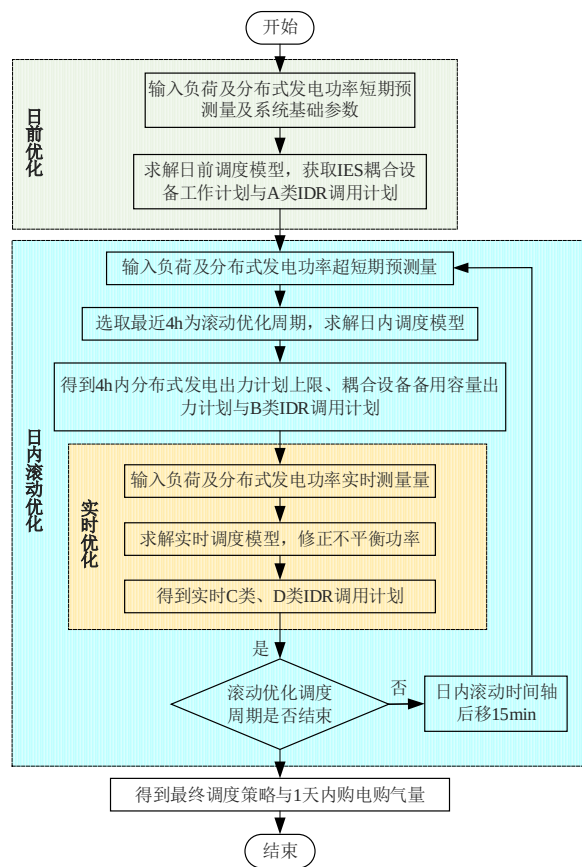


图 B2 多时间尺度优化求解流程图

Fig.B2 Multi-time scale optimization solution flowchart

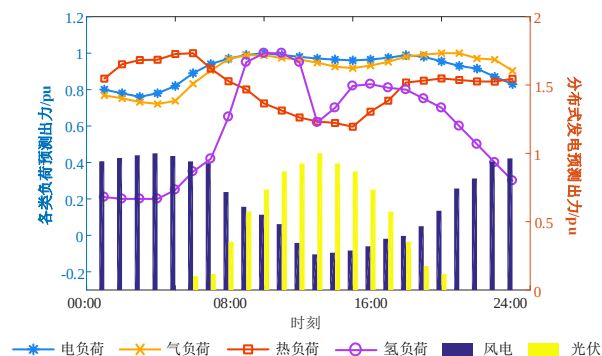


图 B3 各类负荷及分布式发电出力日前预测基准值
Fig.B3 Day-ahead predicted benchmark values of various loads and distributed power generation output

表 B1 分时电价表

Table B1 Electricity price list

时段	价格（元/kWh）
01:00-07:00、23:00-24:00	0.38
08:00-11:00、15:00-18:00	0.68
12:00-14:00、19:00-22:00	1.20

表 B2 各类耦合设备运行参数

Table B2 Operating parameters of various coupling equipment

设备	容量/kW	能量转换效率/%	爬坡约束/%	备用容量/%
EL	400	90	20	±5
MR	200	80	20	±5
EB	200	90	20	±5
GB	400	85	20	±5
GT	400	80	20	±5

表 B3 储能运行参数

Table B3 Energy storage operating parameters

设备	容量/kW	能量转换效率/%	容量约束/%	最大功率约束/%
蓄电池	300	95	10~90	30
储气罐	400	95	10~90	30
储热罐	400	95	10~90	30
储氢罐	200	95	10~90	30

表 B4 负荷需求响应经济参数

Table B4 Load demand response economic parameters

单位：元/kWh					
负荷类型	A 类 IDR	B 类 IDR	C 类 IDR	D 类 IDR	弃负荷惩罚
电	1.25	1.50	2.00	2.00	10
气	气价 +0.35	气价 +0.65	气价 +1.05	气价 +1.05	10
热	1.50	1.80	2.50	2.50	10
氢	1.50	1.80	2.50	2.50	10

表 B5 其他参数
Table B5 Other parameters

变量符号	取值	变量符号	取值
χ_e	1kg/kWh	χ_g	0.6kg/kWh
l_e 、 l_g	5000kg	α	50%
$k_{c,pv}$ 、 $k_{c,WT}$	0.2 元/kWh	λ_{sub}	0.1 元/kg
χ_{sub}	0.6kg/kWh		

B-1 模型线性化处理

1) 对储能元件运行约束式(8)进行线性化。

以正文中电储能运行约束为例：

$$\begin{cases} 0 \leq P_{e,sto,s}^{cha}(t) \leq P_{e,sto}^{cha,max} \\ 0 \leq P_{e,sto,s}^{dis}(t) \leq P_{e,sto}^{dis,max} \\ P_{e,sto,s}^{cha}(t) \cdot P_{e,sto,s}^{dis}(t) = 0 \\ P_{e,sto,s}(t) = P_{e,sto,s}^{cha}(t) \eta_{e,sto,s}^{cha} - P_{e,sto,s}^{dis}(t) / \eta_{e,sto,s}^{dis} \\ S_{e,s}(t) = S_{e,s}(t-1) + P_{e,sto,s}(t) / P_{e,sto}^{cap} \\ S_e^{min} \leq S_{e,s}(t) \leq S_e^{max} \\ S_{e,s}(0) = S_{e,s}(T) \end{cases}$$

引入二值变量 $B_{e,sto,s}^{cha}(t)$ 、 $B_{e,sto,s}^{dis}(t)$ 以表征电储能的充放能状态，值 1 值 0 分别表示处于/不处于某状态，对之进行线性化等效处理得到：

$$\begin{cases} 0 \leq P_{e,sto,s}^{cha}(t) \leq P_{e,sto}^{cha,max} B_{e,sto,s}^{cha}(t) \\ 0 \leq P_{e,sto,s}^{dis}(t) \leq P_{e,sto}^{dis,max} B_{e,sto,s}^{dis}(t) \\ B_{e,sto,s}^{cha}(t) + B_{e,sto,s}^{dis}(t) = 1 \\ P_{e,sto,s}(t) = P_{e,sto,s}^{cha}(t) \eta_{e,sto,s}^{cha} - P_{e,sto,s}^{dis}(t) / \eta_{e,sto,s}^{dis} \\ S_{e,s}(t) = S_{e,s}(t-1) + P_{e,sto,s}(t) / P_{e,sto}^{cap} \\ S_e^{min} \leq S_{e,s}(t) \leq S_e^{max} \\ S_{e,s}(0) = S_{e,s}(T) \end{cases}$$

其他形式能源的储能约束的线性化方法与之一致，不再赘述。

2) 对目标函数表达式中绝对值项进行线性化。

以式(2)为例，该式中用户负荷管理的成本函数 $f_{load}(t)$ 表示如下：

$$f_{load}(t) = \sum_{s=1}^{N_{s,ahead}} \sum_{n \in \{e,g,h,H2\}} p_{s,ahead} \left[k_{n,IDR,A} | \Delta P_{n,IDR,A,s}(t) | + k_{n,IDR,B} | \Delta P_{n,IDR,B,s}(t) | + k_{c,load,n} P_{loss,n,s}(t) \right]$$

为对上式中的绝对值项进行等效线性化，引入实数辅助变量 $U_{n,A}(t)$ 、 $U_{n,B}(t)$ 与二值辅助变量 $\delta_{n,A}(t)$ 、 $\delta_{n,B}(t)$ 、 $\varepsilon_{n,A}(t)$ 、 $\varepsilon_{n,B}(t)$ 。对此可等效表示为：

$$\begin{cases} f_{load}(t) = \sum_{s=1}^{N_{s,ahead}} \sum_{n \in \{e,g,h,H2\}} p_{s,ahead} \left[k_{n,IDR,A} U_{n,A}(t) + k_{n,IDR,B} U_{n,B}(t) + k_{c,load,n} P_{loss,n,s}(t) \right] \\ \begin{cases} \Delta P_{n,IDR,A,s}(t) \leq U_{n,A}(t) \leq \Delta P_{n,IDR,A,s}(t) + M \delta_{n,A}(t) \\ -\Delta P_{n,IDR,A,s}(t) \leq U_{n,A}(t) \leq -\Delta P_{n,IDR,A,s}(t) + M \varepsilon_{n,A}(t) \\ \delta_{n,A}(t) + \varepsilon_{n,A}(t) = 1 \end{cases} \\ \begin{cases} \Delta P_{n,IDR,B,s}(t) \leq U_{n,B}(t) \leq \Delta P_{n,IDR,B,s}(t) + M \delta_{n,B}(t) \\ -\Delta P_{n,IDR,B,s}(t) \leq U_{n,B}(t) \leq -\Delta P_{n,IDR,B,s}(t) + M \varepsilon_{n,B}(t) \\ \delta_{n,B}(t) + \varepsilon_{n,B}(t) = 1 \end{cases} \end{cases}$$

式中： M 为一较大常数。正文中其他目标函数中的绝对值项亦可依此进行线性化转换，在此不一列举转换。

至此模型线性化完成，此时模型由混合整数非线性模型转化为混合整数线性模型，可利用 Gurobi 求解器进行求解。

附录 C

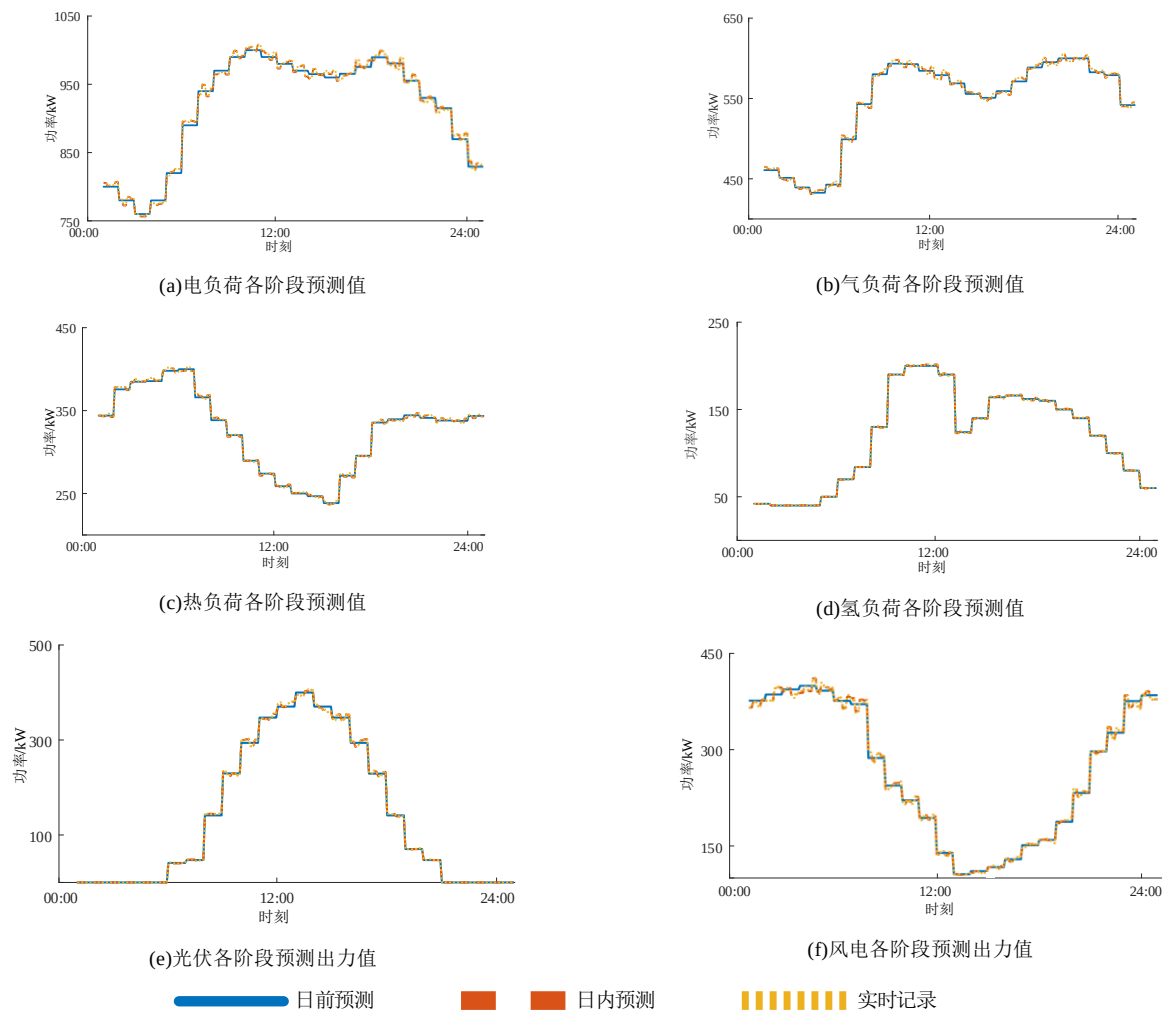


图 C1 各优化阶段预测负荷、分布式发电出力值

Fig.C1 Predicted load and output value of distributed power generation in each optimization stage

表 C1 各场景日前优化结果

Table C1 Optimized results of day ahead			
指标	场景 1	场景 2	场景 3
上级购电费用/元	8433.2	7967.3	7858.7
上级购气费用/元	9246.4	9246.4	9341.8
碳排放费用/元	0	1670.5	1203.9
弃风弃光/元	0	0	0
耦合设备运行费用/元	1672.0	1666.7	1687.2
储能设备运维费用/元	97.35	97.35	97.35
分布式发电运维费用/	291.56	291.56	291.56
A 类 IDR 成本/元	0	490.74	490.74
总成本/元	19741	21431	20971
购电碳排放/kg	12379	11990	11772
购气碳排放/kg	15851	15851	16015
总碳排放/kg	28230	27841	27787

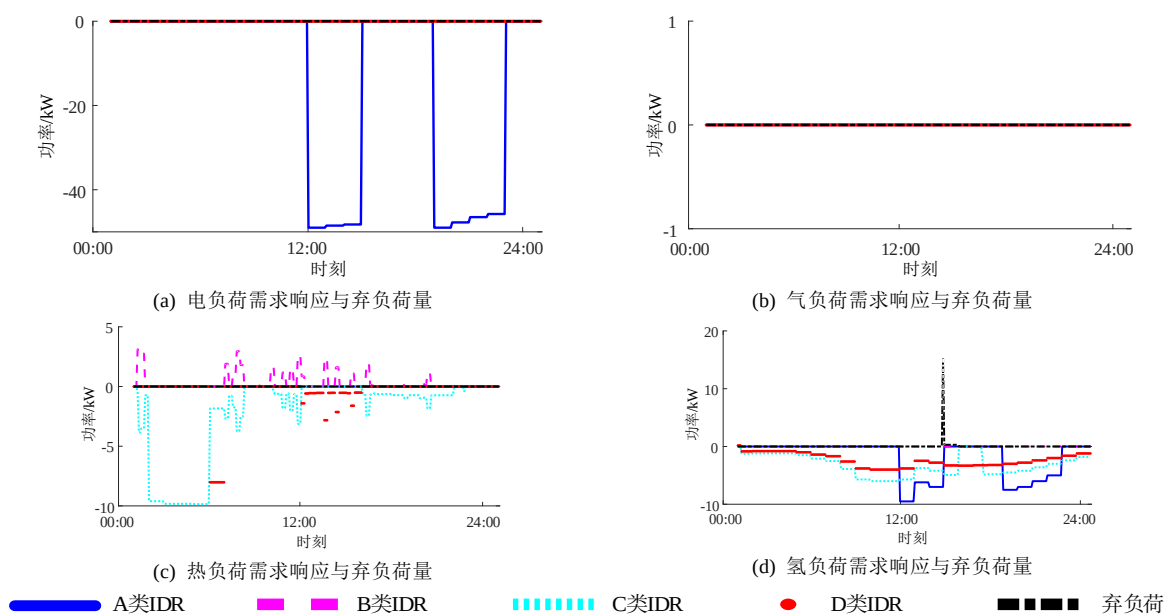
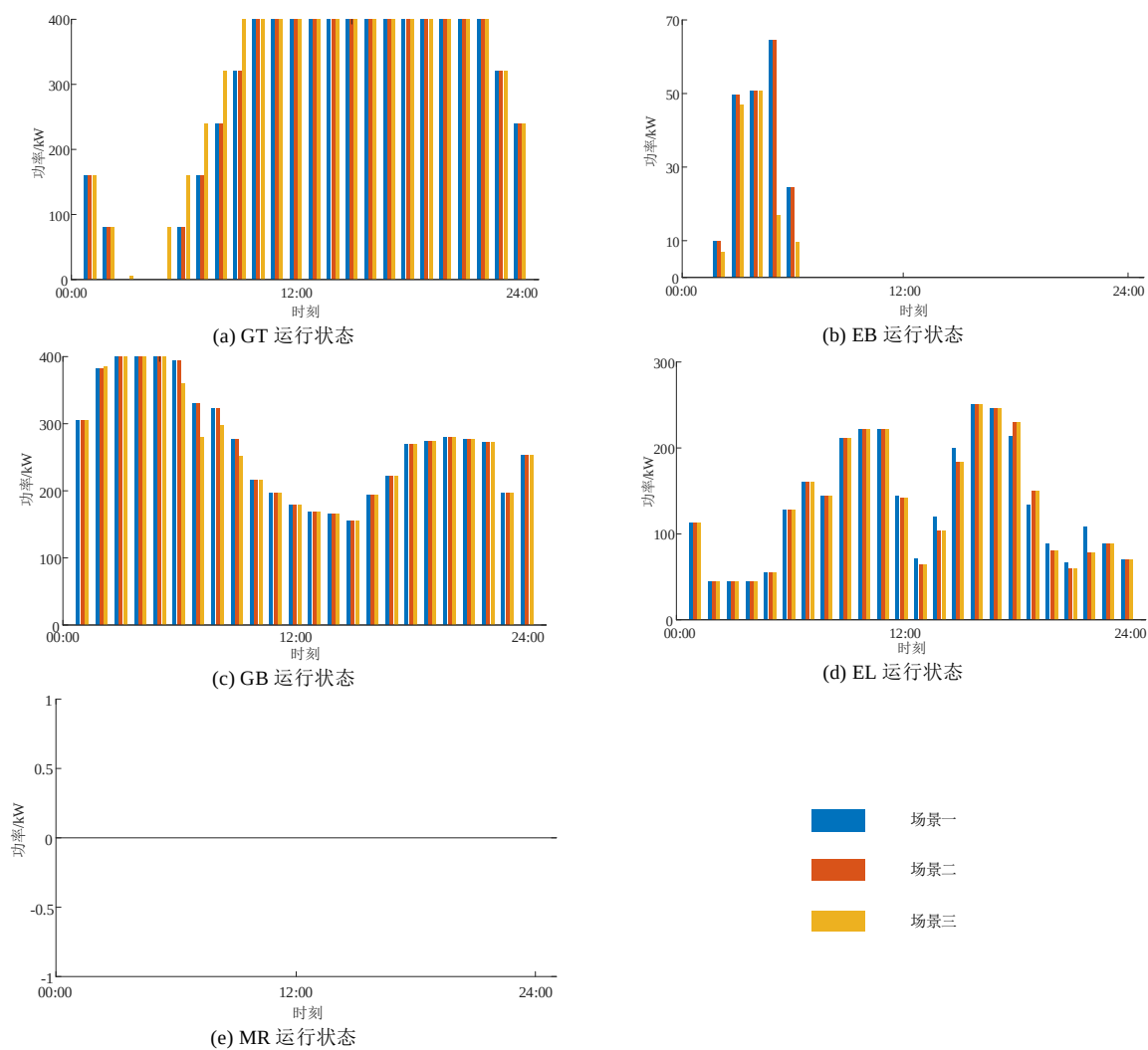


表 C2 各场景实时优化结果
Table C2 Optimized results of real-time optimization

指标	场景 1	场景 2	场景 3
上级购电费用/元	8529.9	8064.0	7957.7
上级购气费用/元	9207.9	9205.9	9300.6
碳排放费用/元	0	1673.6	1212.8
弃风弃光/元	19.35	19.35	19.35
耦合设备运行费用/元	1690.4	1685.7	1706.2
储能设备运维费用/元	98.81	98.83	98.76
分布式发电运维费用/	288.70	288.70	288.70
A 类 IDR 成本/元	0	490.74	490.74
B 类 IDR 成本/元	0	0	7.03
C 类 IDR 成本/元	289.19	296.10	296.83
D 类 IDR 成本/元	148.42	154.31	157.93
弃负荷成本/元	0	23.93	15.35
总成本/元	20273	21993	21544
购电碳排放/kg	12501	12113	11899
购气碳排放/kg	15785	15781	15944
弃风电量/kWh	65.36	65.36	65.36
弃光电量/kWh	31.37	31.37	31.37
总碳排放/kg	28286	27894	27843

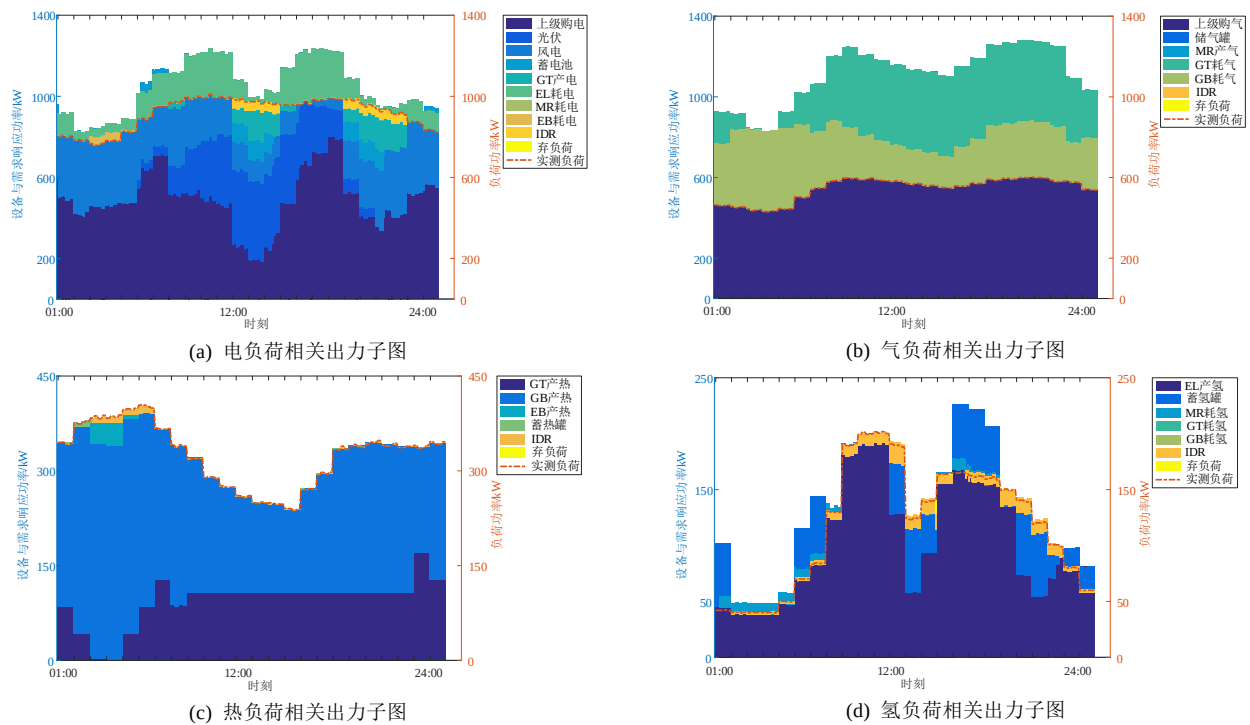


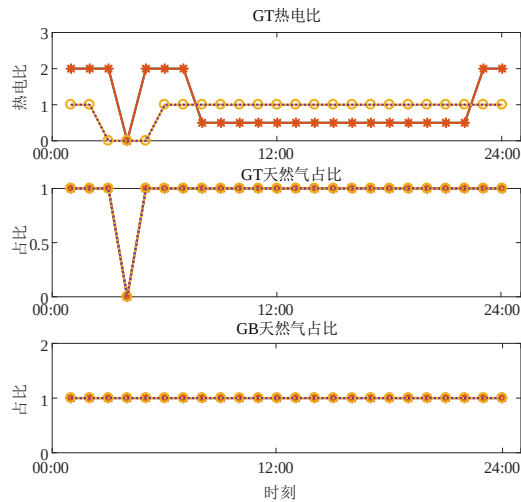
图 C4 三阶段优化调度后 IES 各组分出力图

Fig.C4 The output map of each IES component after the three-stage optimization scheduling

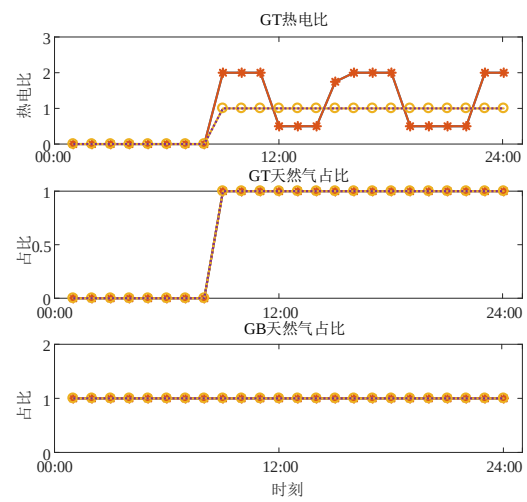
表 C3 不同清洁能源发电装机容量下的相关参数

Table C3 Relevant parameters under different installed capacity of clean energy power generation

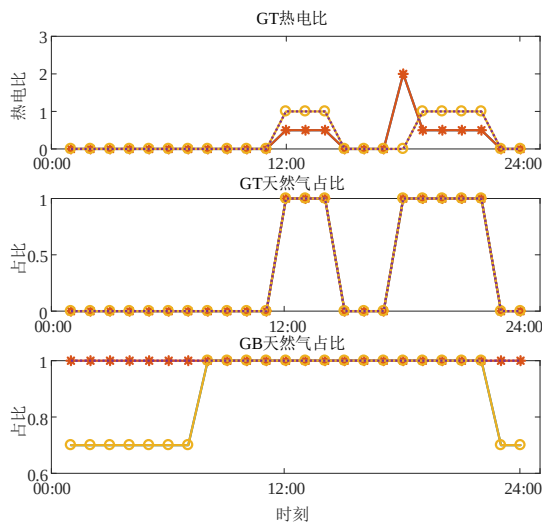
指标	200kW	400kW	600kW	800kW	1000kW
清洁能源占比/%	10.03	20.20	30.15	40.14	50.64
购电碳排放/kg	16505	11821	7283.6	4123.0	1222.1
购气碳排放/kg	16106	15941	15778	14820	13397
总碳排放/kg	32610	27762	23061.6	18943	14619.1
购电碳排放费用/元	930.6	463.9	0	0	0
购气碳排放费用/元	894.6	739.3	670.1	589.2	503.8
总碳排放费用/元	1825.2	1203.2	670.1	589.2	503.8
弃风电量/kWh	7.8	14.9	22.9	33.8	46.4
弃光电量/kWh	3.8	9.8	11.9	17.4	29.1
弃风惩罚费用/元	1.6	3.0	4.6	6.8	9.3
弃光惩罚费用/元	0.8	2.0	2.4	3.5	5.8
总成本/元	25363	21469	17798	14565	11827



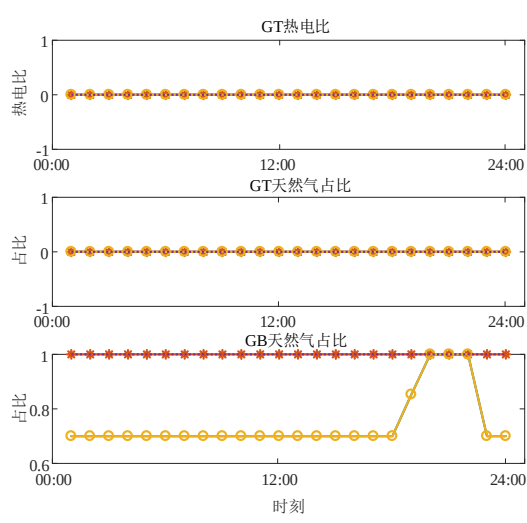
(a) 低气价模式下运行状态



(b) 中气价模式下运行状态



(c) 高气价模式下运行状态



(d) 特高气价模式下运行状态

— 可调可混 * 可调不可混 —○— 不可调可混 不可调不可混

图 C5 不同气价条件下热电比及天然气-氢气运行情况

Fig.C5 Heat-electricity ratio and natural gas-hydrogen operation under different gas prices