

# 电-氢-混氢天然气耦合的城市综合能源系统低碳优化调度

谢敏<sup>1,2</sup>, 卢燕旋<sup>1,2</sup>, 叶佳南<sup>1,2</sup>, 董凯元<sup>1,2</sup>, 谢宇星<sup>1,2</sup>, 刘明波<sup>1,2</sup>

(1. 华南理工大学 电力学院, 广东 广州 510640; 2. 广东省绿色能源技术重点实验室, 广东 广州 510640)

**摘要:**混氢天然气(HCNG)技术可有效解决大规模电制氢面临的纯氢运输成本高的问题。针对大规模风光消纳与城市综合能源系统(UIES)低碳优化调度问题,在源-网-荷-氢协同优化框架下,提出考虑电-氢-HCNG耦合与需求响应的UIES低碳优化调度方法。对电-氢-HCNG耦合单元运行特性进行建模,并引入用户单元需求响应机制,以系统运行成本最小为目标,建立UIES低碳优化调度模型。通过算例分析对所提模型进行验证,结果表明电-氢-HCNG耦合单元与用户单元需求响应机制的引入能够有效促进风光消纳,提高UIES低碳性。

**关键词:**风光消纳;城市综合能源系统;氢能;混氢天然气;需求响应;掺氢比

**中图分类号:**TM73;TK01

**文献标志码:**A

**DOI:**10.16081/j.epae.202310011

## 0 引言

高比例风光接入电网具有强波动性和间歇性,如何建立清洁、高效、灵活的新型能源结构体系,促进风光消纳是迫在眉睫的问题<sup>[1]</sup>。氢能作为一种优质的二次能源,是新能源大规模发展和利用的重要载体<sup>[2-3]</sup>。《氢能产业发展中长期规划(2021—2035年)》表明,电制氢技术将会成为促进风光大规模就地消纳的有效途径。然而,当前纯氢管网建设成本高,氢气运输技术尚不成熟,利用混氢天然气(hydrogen enriched compressed natural gas, HCNG)技术将氢气注入天然气管道,可以实现氢气的大规模消纳和长距离运输<sup>[4]</sup>。有关学者已从氢脆现象<sup>[5]</sup>、天然气管道泄漏风险<sup>[6]</sup>、掺氢比<sup>[5]</sup>等方面论证了HCNG技术的可行性<sup>[7]</sup>。

随着电制氢技术和HCNG技术的逐步成熟,氢能在提升系统新能源消纳能力、降低系统碳排放量等方面的作用不断增强<sup>[3,8]</sup>。通过集成氢与电、冷、热、气等异质能源,紧密耦合配电网与天然气网,构建含氢能和HCNG能渗透的城市综合能源系统(urban integrated energy system, UIES),有机协调多能耦合互补与负荷侧资源,能够有效发挥UIES促进新能源消纳、减少碳排放的作用<sup>[9-10]</sup>。在供能侧,电制氢技术与HCNG技术可提升风光并网空间;在用能侧,需求响应技术可促进风光消纳<sup>[11]</sup>。因此,充分考虑电制氢技术与HCNG技术的特点,同时结合需求

响应资源灵活能力,积极发挥氢能与HCNG能的耦合调度潜力,可以有效推动UIES低碳转型。

目前已有部分研究将电制氢技术、HCNG技术应用用于UIES优化调度。文献[12]结合风电制氢技术研究含氢能的综合能源系统优化调度模型。文献[13]研究氢储能在解决季节性供需不平衡、降低系统运行成本方面的有效性。文献[14]计及光伏出力不确定性,提出含氢燃料电池(hydrogen fuel cell, HFC)的氢能综合能源系统经济运行策略。上述文献证实了电制氢技术促进新能源消纳的有效性,但其研究主要围绕新能源制氢、氢储能、HFC运行等环节展开,未结合HCNG技术和加氢站用氢环节挖掘UIES中氢能的多元利用潜力。文献[15]结合电转气、氢储能、燃气掺氢等技术研究综合能源系统的调度策略,但未考虑天然气网的运行约束与掺氢比的动态变化。文献[16]综合比较天然气网掺氢运输与本地储氢供应,认为前者能有效降低系统运行成本,但其研究未能发挥氢能调度潜力与负荷资源响应能力。文献[17]建立气电耦合系统低碳优化调度模型,验证了气网掺氢在降低碳排放和促进风光消纳方面的有效性,但未考虑氢能的多元利用。

基于上述背景,本文从促进风光消纳、实现系统低碳经济运行2个角度出发,结合电制氢技术、HCNG技术和需求响应技术,综合考虑源-网-荷-氢协同优化,建立电-氢-HCNG耦合的UIES低碳优化调度模型,并通过不同场景下的对比分析验证所提模型的有效性。本文的主要工作包括以下3个方面:①建立电-氢-HCNG耦合的UIES,并基于电解水装置、储氢罐、HFC等设备的特性与HCNG技术的特点,对电-氢-HCNG耦合单元进行精细化建模,充分挖掘氢能的利用潜力;②在UIES低碳优化调度中考虑HCNG热值变化、掺氢比限制等因素,使调度结果更具有实际参考价值;③在UIES用户单元中引入需

收稿日期:2023-05-26;修回日期:2023-10-11

在线出版日期:2023-11-10

基金项目:广东省基础与应用基础研究基金面上项目(2022A1515240074&2021A1515012245)

Project supported by the Basic and Applied Basic Research Foundation of Guangdong Province (2022A1515240074&2021A1515012245)

求响应机制,充分发挥用户侧负荷资源的灵活调节能力,进一步促进风光消纳。

## 1 电-氢-HCNG耦合的UIES架构

传统的电-气耦合的UIES<sup>[18]</sup>由城市配电网与天然气网耦合而成,系统中燃气轮机、电解水装置和甲烷化装置构成了电-气耦合单元,其中甲烷化装置将系统制取的氢气合成可直接大规模储存或输送的天然气,存在电、气、氢等能源形式的相互转化。本文所提电-氢-HCNG耦合的UIES由城市配电网与混氢天然气网(hydrogen enriched compressed natural gas network, HCNGN)耦合而成,系统中混氢燃气轮机(hydrogen mixed gas turbine, HMGT)、电解水装置、HFC、储氢罐、加氢站等构成电-氢-HCNG耦合单元。该单元基于HCNG技术、HFC运行、加氢站用氢等技术路线实现对氢能的综合利用,存在电、气、氢、HCNG等能源形式的耦合互补。对比之下,电-氢-HCNG耦合的UIES能流形式丰富,氢能利用途径更加多元化、清洁化。

电-氢-HCNG耦合的UIES基本结构如图1所示。供给侧由火电机组、风电、光伏、HCNG等提供能量;负荷侧包括电、氢、冷、热、气5种负荷。UIES中,当弃风弃光现象频发或电网电力富余时,电解水装置制取氢气,实现电能流与氢能流的转化。制取的氢气一部分由储氢罐储存并供给用户单元,一部分以一定比例注入HCNGN,形成HCNG,实现氢能流与HCNG流的转化,同时,HCNG供给用户单元内部HMGT发电,实现HCNG流与电能流的转化。当城市配电网用户单元电能缺额或处于用电高峰时,HFC利用氢气发电,实现氢能流与电能流的转化。此外,系统中HMGT、吸附式制冷机、余热回收锅炉、电锅炉与电制冷机构成了冷-热-电耦合单元,进一步实现电能流与热能流、电能流与冷能流、热能流与

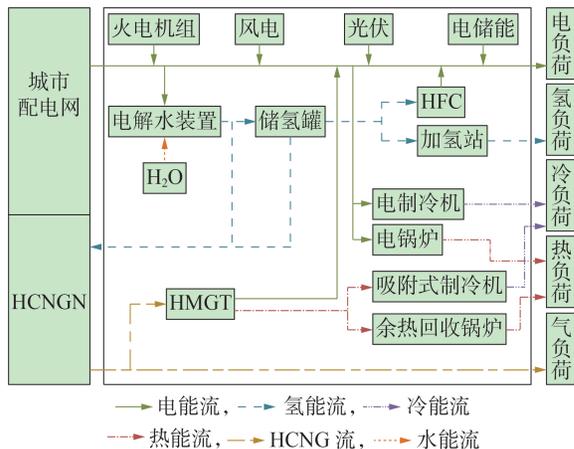


图1 电-氢-HCNG耦合的UIES示意图

Fig.1 Schematic diagram of electricity-hydrogen-HCNG coupled UIES

冷能流之间的相互转化。

本文所建立的UIES低碳优化调度模型基于以下研究边界:

- 1)不考虑风光出力的不确定性;
- 2)假设HFC发生电化学反应产生的热能很少,不考虑电池的余热利用环节<sup>[19]</sup>;
- 3)假设HCNGN气源点供气流速与掺氢点氢气注入流速已达到稳定的流速;
- 4)不考虑掺氢过程的能量损耗与温度变化;
- 5)不考虑HCNGN管道的管存。

## 2 电-氢-HCNG耦合单元运行模型

基于前述分析,本文将电-氢-HCNG耦合单元分为制氢单元、储氢单元、用氢单元以及HCNG单元,具体如图2所示。图中: $q_{P2G,n,t}^H$ 为 $t$ 时刻第 $n$ 个制氢单元电解水装置制氢的体积流量; $q_{MH,n,t}^H$ 为 $t$ 时刻第 $n$ 个制氢单元电解水装置直接注入天然气管道的氢气体积流量; $q_{ST,n,t}^{in}$ 为 $t$ 时刻第 $n$ 个制氢单元电解水装置注入储氢单元储存的氢气体积流量; $q_{ST,n,t}^{out}$ 为 $t$ 时刻从第 $n$ 个储氢单元采出的总氢气体积流量; $q_{ST,n,t}^{out,1}$ 为 $t$ 时刻从第 $n$ 个储氢单元采出注入天然气管道的氢气体积流量; $q_{ST,n,t}^{out,2}$ 为 $t$ 时刻从第 $n$ 个储氢单元采出供给用氢单元的氢气体积流量; $V_{ST,n,t}$ 为 $t$ 时刻第 $n$ 个储氢单元的氢气容积; $N_{Tank,n}$ 为第 $n$ 个储氢单元中储氢罐的数量; $Q_{MH,n,t}$ 为 $t$ 时刻第 $n$ 个制氢单元与储氢单元注入HCNGN的氢气体积流量之和; $Q_{NG,t}$ 为 $t$ 时刻气源供应的天然气体积流量; $Q_{MH,all,t}$ 为 $t$ 时刻注入HCNGN中的总氢气体积流量; $Q_{HCNG,t}$ 为 $t$ 时刻HCNGN中形成的HCNG体积流量。

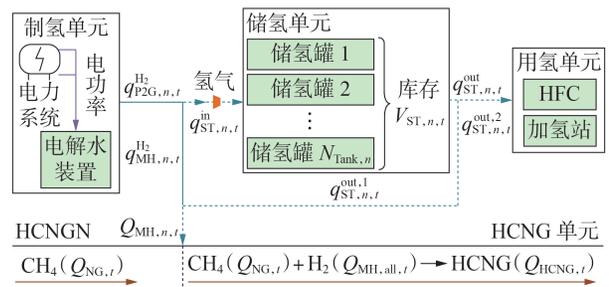


图2 电-氢-HCNG耦合单元示意图

Fig.2 Schematic diagram of electricity-hydrogen-HCNG coupled unit

### 2.1 制氢单元

制氢单元主要设备为电解水装置,用途为将电力系统过剩的风光出力转化为氢气,运行模型为:

$$q_{P2G,n,t}^H = \eta_{P2G} P_{P2G,n,t} \Delta t / \xi_{HHVH_2} \quad (1)$$

$$0 \leq P_{P2G,n,t} \leq P_{P2G,n,max} \quad (2)$$

式中: $\eta_{P2G}$ 为电解水装置的效率; $P_{P2G,n,t}$ 为 $t$ 时刻第 $n$ 个制氢单元电解水装置的输入电功率; $\xi_{HHVH_2}$ 为氢气

高热值; $P_{P2G,n,max}$ 为第 $n$ 个制氢单元电解水装置的输入电功率上限; $\Delta t$ 为时间步长。

## 2.2 储氢单元

储氢单元是由多个储氢罐组成的集群<sup>[20]</sup>,其氢气来源于制氢单元,主要用途为向用氢单元和HCNG单元提供氢气。运行模型为:

$$U_{ST,n,t}^{in} + U_{ST,n,t}^{out} \leq 1 \quad (3)$$

$$0 \leq q_{ST,n,t}^{in} \leq U_{ST,n,t}^{in} q_{ST,n,t}^{in,max} \quad (4)$$

$$0 \leq q_{ST,n,t}^{out} \leq U_{ST,n,t}^{out} q_{ST,n,t}^{out,max} \quad (5)$$

$$q_{ST,n,t}^{out,1} + q_{ST,n,t}^{out,2} = q_{ST,n,t}^{out} \quad (6)$$

$$V_{ST,n,t} = V_{ST,n,t-\Delta t} + q_{ST,n,t-\Delta t}^{in} \eta_{in} - q_{ST,n,t-\Delta t}^{out} / \eta_{out} \quad (7)$$

$$V_{ST,n,0} = V_{ST,n,T} + q_{ST,n,T}^{in} \eta_{in} - q_{ST,n,T}^{out} / \eta_{out} \quad (8)$$

$$N_{Tank,n} V_{Tank,min} \leq V_{ST,n,t} \leq N_{Tank,n} V_{Tank,max} \quad (9)$$

式中: $U_{ST,n,t}^{in}$ 、 $U_{ST,n,t}^{out}$ 均为0-1变量,分别表示 $t$ 时刻第 $n$ 个储氢单元注入、采出氢气过程的决策变量,其取值为0时表示储氢单元未注入或采出氢气,其取值为1时表示储氢单元注入或采出氢气; $q_{ST,n,t}^{in,max}$ 为 $t$ 时刻第 $n$ 个储氢单元允许注入的最大氢气体积流量; $q_{ST,n,t}^{out,max}$ 为 $t$ 时刻第 $n$ 个储氢单元允许采出的最大氢气体积流量; $V_{ST,n,0}$ 为初始时刻储氢单元的氢气容积; $V_{ST,n,T}$ 为 $T$ 时刻储氢单元的氢气容积; $\eta_{in}$ 为储氢单元氢气注入的效率; $\eta_{out}$ 为储氢单元采出氢气的效率; $V_{Tank,max}$ 、 $V_{Tank,min}$ 分别为单个储氢罐的最大、最小容积。

## 2.3 用氢单元

用氢单元由用户单元中的加氢站与HFC组成。加氢站的氢气主要供给氢燃料汽车等用氢设备。对于HFC,考虑电池发生电化学反应产生电能,运行模型如下:

$$P_{HFC,l,t} = \eta_{HFC} q_{HFC,l,t}^{H_2} \xi_{HHVH_2} \Delta t \quad (10)$$

$$P_{HFC,l,min} \leq P_{HFC,l,t} \leq P_{HFC,l,max} \quad (11)$$

$$-\Delta P_{HFC,l,max} \leq P_{HFC,l,t} - P_{HFC,l,t-1} \leq \Delta P_{HFC,l,max} \quad (12)$$

式中: $P_{HFC,l,t}$ 为 $t$ 时刻第 $l$ 个用户单元中HFC的输出电功率; $\eta_{HFC}$ 为HFC的效率; $q_{HFC,l,t}^{H_2}$ 为 $t$ 时刻第 $l$ 个用户单元中HFC所需的氢气体积流量; $P_{HFC,l,max}$ 、 $P_{HFC,l,min}$ 分别为第 $l$ 个用户单元中HFC的输出电功率上、下限; $\Delta P_{HFC,l,max}$ 为第 $l$ 个用户单元中HFC的最大爬坡功率。

## 2.4 HCNG单元

HCNG单元将电制氢所得氢气注入现有天然气管道形成HCNG。考虑HCNG中具有2种成分,即以甲烷为主要成分的天燃气与氢气,定义掺氢比为HCNG中含氢气的比例。由GB 17820—2018《天然气》中相关指标,设定掺氢比上限为10%<sup>[21]</sup>。掺氢比约束为:

$$0 \leq x_{H_2,i,t} \leq 10\% \quad (13)$$

式中: $x_{H_2,i,t}$ 为 $t$ 时刻气网节点 $i$ 的掺氢比。

受氢气热值低等性质的影响,HCNG的热值与传统天然气不同,其计算方法为:

$$\xi_{i,t}^{GCV} = x_{H_2,i,t} \xi_{HHVH_2} + (1 - x_{H_2,i,t}) \xi_{HHVGas} \quad (14)$$

式中: $\xi_{i,t}^{GCV}$ 为 $t$ 时刻气网节点 $i$ 的HCNG热值; $\xi_{HHVGas}$ 为天然气高热值。

## 2.5 氢气体积流量平衡关系

结合图2,UIES中氢气体积流量需满足3个平衡关系:①制氢单元制氢的氢气体积流量等于注入储氢单元储存的氢气体积流量和直接注入天然气管道的氢气体积流量之和,如式(15)所示;②用氢单元消耗的氢气体积流量应与储氢单元采出的氢气体积流量 $q_{ST,n,t}^{out,2}$ 保持平衡,如式(16)所示;③注入HCNG的氢气体积流量等于制氢单元直接注入天然气管道的氢气体积流量与从储氢单元采出的氢气体积流量 $q_{ST,n,t}^{out,1}$ 之和,如式(17)所示。

$$q_{P2G,n,t}^{H_2} = q_{ST,n,t}^{in} + q_{MH,n,t}^{H_2} \quad (15)$$

$$\sum_{l=1}^L (q_{HFC,l,t}^{H_2} + q_{Load,l,t}^{H_2}) = \sum_{n=1}^N q_{ST,n,t}^{out,2} \quad (16)$$

$$q_{MH,n,t}^{H_2} + q_{ST,n,t}^{out,1} = Q_{MH,n,t} \quad (17)$$

式中: $L$ 为用户单元的数量; $q_{Load,l,t}^{H_2}$ 为 $t$ 时刻第 $l$ 个用户单元中加氢站所需的氢气体积流量; $N$ 为制氢单元、储氢单元的数量。

## 3 UIES低碳优化调度模型

### 3.1 目标函数

本文以电-氢-HCNG耦合的UIES日内经济调度成本 $F$ 最小为目标,目标函数如下:

$$\min F = C_{op} + C_p + C_{dr} + C_t \quad (18)$$

式中: $C_{op}$ 为UIES的运行维护成本; $C_p$ 为惩罚成本; $C_{dr}$ 为用户单元需求响应成本; $C_t$ 为系统碳排放成本。各成本的表达式见附录A式(A1)~(A8)。

### 3.2 系统及元件运行约束

#### 3.2.1 城市配电网运行约束

计及城市配电网中电解水装置用电、火电机组出力、风电场和光伏电站实际出力、用户单元购电以及城市配电网的电负荷,城市配电网需满足电功率平衡,具体如式(19)所示。

$$\sum_{g=1}^G P_{g,t} + \sum_{w=1}^W P_{w,t} + \sum_{v=1}^V P_{v,t} = \sum_{l=1}^L P_{buy,l,t}^{grid} + \sum_{n=1}^N P_{P2G,n,t} + L_{ud,t} \quad (19)$$

式中: $G$ 为火电机组的数量; $P_{g,t}$ 为 $t$ 时刻第 $g$ 台火电机组的出力; $W$ 为风电场的总数; $P_{w,t}$ 为 $t$ 时刻第 $w$ 座风电场的实际出力; $V$ 为光伏电站的总数; $P_{v,t}$ 为 $t$ 时刻第 $v$ 座光伏电站的实际出力; $P_{buy,l,t}^{grid}$ 为 $t$ 时刻第 $l$ 个用户单元向城市配电网的购电功率; $L_{ud,t}$ 为 $t$ 时刻城市配电网的电负荷。

城市配电网中火电机组、风电场和光伏电站的

运行约束见附录A式(A9)—(A11)。

### 3.2.2 HCNGN运行约束

HCNGN运行约束包括管道流量与节点气压约束、节点能量与组分平衡约束<sup>[22]</sup>、气源供气流量约束与压缩机约束。各约束的表达式见附录A式(A12)—(A20)。

### 3.2.3 用户单元需求响应

用户单元需求响应主要考虑电负荷的需求响应,即电负荷削减与调度周期内时间维度上的电负荷转移。本文冷、热负荷已转化为电功率形式,故不考虑冷、热负荷的需求响应。

将用户单元电负荷分为固定电负荷、可削减电负荷和可转移电负荷3个部分,其中固定电负荷不参加需求响应,具体如式(20)所示。

$$L_{us,l,t} = L_{us,l,t}^{fix,0} + L_{us,l,t}^{cut,0} + L_{us,l,t}^{tran,0} \quad (20)$$

式中: $L_{us,l,t}$ 为 $t$ 时刻第 $l$ 个用户单元的电负荷; $L_{us,l,t}^{fix,0}$ 、 $L_{us,l,t}^{cut,0}$ 和 $L_{us,l,t}^{tran,0}$ 分别为 $t$ 时刻第 $l$ 个用户单元的固定电负荷、可削减电负荷、可转移电负荷。

用户单元电负荷中可削减电负荷与可转移电负荷的具体模型见附录A式(A21)—(A27)。

### 3.2.4 用户单元内部运行设备

考虑商业园区、工业园区及居民小区3种不同类型的用户单元。商业园区和居民小区包含HMGT、光伏机组、电储能、HFC等设备,工业园区包含HMGT、光伏机组、电储能、HFC等设备以及冷热耦合设备,即电锅炉、电制冷机、余热回收锅炉和吸附式制冷机。本文以工业园区为例介绍用户单元内部设备运行约束。

园区内部设备运行满足的冷、热、电功率平衡约束分别如式(21)—(23)所示。

$$C_{EC,t} + C_{AC,t} = C_{us,t} \quad (21)$$

$$H_{RH,t} + H_{EH,t} = H_{us,t} \quad (22)$$

$$P_{HT,t} + P_{buy,t}^{grid} + P_{PV,t} + P_{DIS,t} + P_{HFC,t} = L_{us,t} + P_{CH,t} + P_{EH,t} + P_{EC,t} \quad (23)$$

式中: $C_{EC,t}$ 为 $t$ 时刻电制冷机输出侧的供冷功率; $C_{AC,t}$ 为 $t$ 时刻吸附式制冷机输出侧的供冷功率; $C_{us,t}$ 为 $t$ 时刻园区内部的冷负荷; $H_{RH,t}$ 为 $t$ 时刻余热回收锅炉输出侧的放热功率; $H_{EH,t}$ 为 $t$ 时刻电锅炉输出侧的放热功率; $H_{us,t}$ 为 $t$ 时刻园区内部的热负荷; $P_{HT,t}$ 为 $t$ 时刻HMGT输出的电功率; $P_{buy,t}^{grid}$ 为 $t$ 时刻用户单元向城市配电网的购电功率; $P_{PV,t}$ 为 $t$ 时刻光伏机组的实际出力; $P_{CH,t}$ 、 $P_{DIS,t}$ 分别为 $t$ 时刻电储能的充、放电功率; $P_{HFC,t}$ 为 $t$ 时刻HFC的输出电功率; $P_{EH,t}$ 为 $t$ 时刻电锅炉的用电功率; $P_{EC,t}$ 为 $t$ 时刻电制冷机的用电功率; $L_{us,t}$ 为 $t$ 时刻园区内部的电负荷。

HMGT为城市配电网与HCNGN之间的重要耦合设备,运行模型如下:

$$P_{HT,t} = \eta_{HT} V_{HT,t} \xi_{i,t}^{GCV} \quad (24)$$

$$P_{HT,min} \leq P_{HT,t} \leq P_{HT,max} \quad (25)$$

$$Q_{cab,t} = \xi_{i,t}^{GCV} V_{HT,t} \varepsilon_{NG} \times 10^{-3} \quad (26)$$

式中: $\eta_{HT}$ 为HMGT的发电效率; $V_{HT,t}$ 为 $t$ 时刻HMGT所需的HCNG体积; $\xi_{i,t}^{GCV}$ 为 $t$ 时刻HMGT在HCNGN接入节点 $i$ 处的HCNG热值; $P_{HT,max}$ 、 $P_{HT,min}$ 分别为HMGT的出力上、下限; $Q_{cab,t}$ 为 $t$ 时刻HMGT的二氧化碳排放量; $\varepsilon_{NG}$ 为天然气的二氧化碳排放因子。

作为重要的冷-热-电耦合设备,HMGT输出的余热功率与吸收式制冷机、余热回收锅炉的集热功率需满足如下平衡条件:

$$H_{HT,t} = \eta_{RE} P_{HT,t} \quad (27)$$

$$H_{RH,t}^{in} + H_{AC,t}^{in} = H_{HT,t} \quad (28)$$

式中: $\eta_{RE}$ 为HMGT的余热输出效率; $H_{HT,t}$ 为 $t$ 时刻HMGT输出的余热功率; $H_{RH,t}^{in}$ 为 $t$ 时刻余热回收锅炉输入侧的集热功率; $H_{AC,t}^{in}$ 为 $t$ 时刻吸附式制冷机输入侧的集热功率。

园区内部光伏机组、电储能、余热回收锅炉、吸附式制冷机、电锅炉与电制冷机的运行约束见附录A式(A28)—(A33),HFC运行模型见式(10)—(12)。

## 3.3 模型总结与求解

电-氢-HCNG的UIES低碳优化调度模型由式(18)、(A1)—(A8)所示目标函数与式(1)—(17)、(19)—(28)、(A9)—(A33)所示约束条件构成,为混合整数非线性规划模型。本文采用GAMS 42进行建模,并调用求解器DICOPT进行求解。具体实现流程见附录A图A1。

## 4 算例分析

采用某实际10 kV及以上102节点城市配电网和8节点HCNGN对所提模型进行仿真验证,调度周期为1 d,步长为1 h,系统结构图见附录B图B1。城市配电网中,节点15接有容量为50 MW的火电机组,节点27、38分别接有容量为200 MW的大型风电场,节点20、45分别接有容量为80 MW的光伏电站,电解水装置与储氢单元分别接入节点20、27、38、45。商业园区、工业园区和居民小区3类用户单元分别接入节点24、32、41。HCNGN中,节点1、7为气源点,节点3、4为掺氢点,节点5为气负荷接入点。系统运行参数见附录B表B1、B2,电、气、冷、热、氢负荷及风电、光伏预测出力见附录B图B2、B3,分时电价、分时气价见附录B图B4。

### 4.1 不同场景下系统优化调度结果对比分析

为验证所提模型对优化UIES运行的整体效用,设置3个场景进行对比分析:

- 1)场景1,UIES不考虑电-氢-HCNG耦合单元;
- 2)场景2,UIES考虑传统的电-气耦合单元;

3)场景 3, UIES 考虑电-氢-HCNG 耦合单元,即本文所提模型。

#### 4.1.1 系统运行成本分析

不同场景下系统的运行成本见附录 C 表 C1。相比场景 1, 场景 2 与场景 3 弃风弃光成本分别降低 9.32% 和 29.55%。结合附录 C 图 C1 所示不同场景下的天然气网调度情况可知, 场景 2 利用氢气制取甲烷并注入天然气网, 系统 78.26% 的用气需求由电-气耦合单元满足, 气源供气成本减少了 76.94%, 用户单元燃气轮机出力成本降低, 机组出力增加, 用户单元购电成本降低, 系统总成本最低。场景 3 考虑了电-氢-HCNG 耦合单元, 氢能运行维护成本的大幅增加使得系统总成本增加, 但场景 3 系统碳排放成本最低。且场景 3 制氢单元制取的氢气一部分注入天然气管道形成了 HCNG, 气源供气总量相比场景 1 减少了 2.15%, 气源供气成本降低。说明电-氢-HCNG 耦合单元能够有效降低系统的弃风弃光成本, 提高系统运行的环境效益。

#### 4.1.2 系统风光消纳情况分析

不同场景下的系统风光消纳情况如图 3 所示。考虑电制氢后, 系统的风光利用率  $\eta$  提高。其中, 场景 2 在天然气网运行约束与甲烷化装置反应效率影响下, 系统氢能利用能力不足, 风光利用率  $\eta$  较场景 1 仅提高了 2.79%。场景 3 风光利用率较场景 1 提高了 6.81%, 用氢单元与 HCNG 单元的氢能利用需求进一步促进系统消纳风光出力制取氢气。

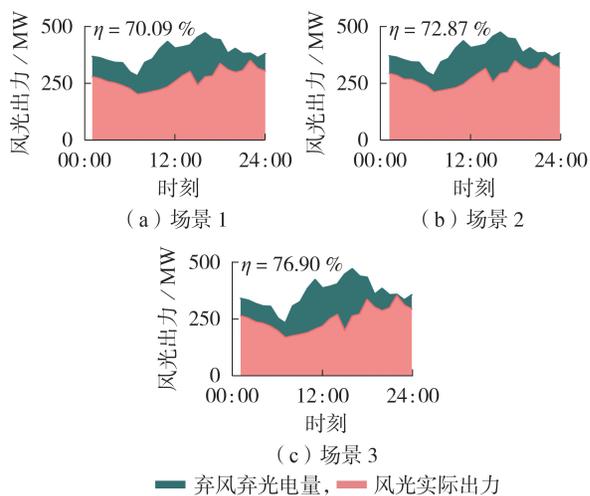


图 3 不同场景下的风光消纳情况

Fig.3 Consumption of wind power and photovoltaics in different cases

进一步, 由附录 C 图 C2 所示不同场景下的电解水装置输入功率曲线可知, 电解水装置主要运行在 (00:00, 04:00)、[16:00, 24:00] 等高风电时段, 且场景 3 中电解水装置总用电量相较于场景 2 增加了 380.59 MW·h。可见, 电-氢-HCNG 耦合单元能够更

好地挖掘氢能利用潜力, 促进 UIES 新能源风光大规模就地消纳。

#### 4.1.3 系统碳排放情况分析

不同场景下的系统碳排放情况见附录 C 表 C2。相比场景 1 和场景 2, 场景 3 系统碳排放总量分别降低了 0.47% 和 1.89%, 且系统度电碳排放量最低。这是因为场景 3 考虑电制氢与氢能的多元利用, 系统部分电负荷由 HFC 满足, 而 HFC 运行过程中不产生碳排放。且在 HCNG 低碳减排特性作用下, 用户单元中 HMGT 碳排放量减少。可见, 氢能的多元利用有利于减少系统碳排放, 实现 UIES 的低碳调度。

综上, 对比传统的电-气耦合, 本文所提电-氢-HCNG 耦合的 UIES 低碳优化调度模型, 在提高风光利用率、促进系统低碳转型方面更具积极作用。

#### 4.2 氢气产生与利用情况分析

为研究所提模型下用氢单元对氢气产生与利用情况的影响, 设置 2 个场景进行对比分析:

1) 场景 4, 电-氢-HCNG 耦合单元中不考虑用氢单元;

2) 场景 5, 电-氢-HCNG 耦合单元中考虑用氢单元, 即本文所提模型。

不同场景下的氢气产生与利用情况如图 4 所示。由图 4(b) 可知: 在调度周期内, 系统 84.27% 的氢气用于供给加氢站的氢负荷, 5.4% 的氢气用于 HFC 发电, 0.63% 的氢气注入天然气管道, 其余氢气储存在储氢罐中。这说明用氢单元中氢负荷用氢是促进风光消纳的主要途径。对比图 4(a), 当系统不考虑用氢单元时, 电解水装置总制氢量减少, 为考虑

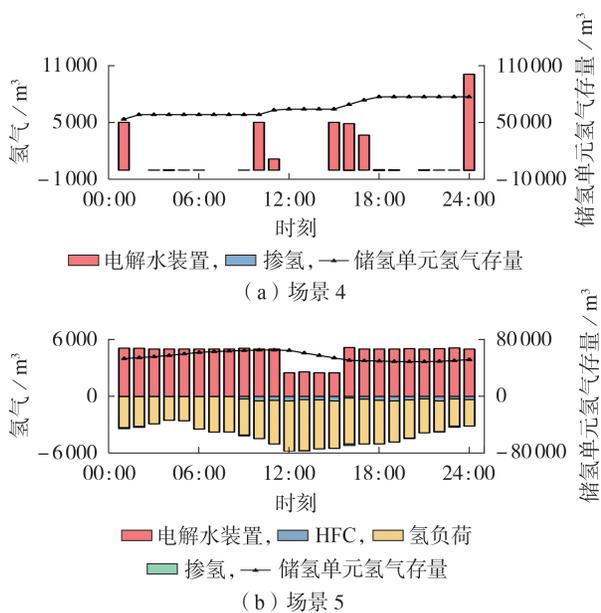


图 4 不同场景下的氢气产生与利用情况

Fig.4 Hydrogen generation and utilization in different cases

用氢单元后的 31.52%。在调度周期内,系统仅有 0.67% 的氢气注入天然气管道形成 HCNG,其余氢气注入储氢罐中储存。可见,系统电解水装置的制氢总量与用氢单元的用氢需求密切相关,用氢单元不仅能够促进系统消纳风光,还能增加注入天然气管道的氢气总量。

进一步观察各个时刻下系统的制氢总量与耗氢总量发现,储氢单元可在系统氢气富余时储存氢气,在系统氢气不足时采出氢气,能够有效平衡系统氢气的制取与消纳,实现对氢气的灵活调度。

### 4.3 用户单元优化调度结果分析

#### 4.3.1 用户单元多能流优化结果分析

本文用户单元计及园区内部冷、热、电等多种能量形式的平衡。其中商业园区和居民小区能量形式简单,以电能流为主进行内部优化;工业园区能量形式丰富,以冷、热、电能流为主进行多能协调优化。本文所提模型用户单元的多能流优化结果如附录 C 图 C3 所示。

由图 C3(a)一(c)的电功率平衡结果可知,向上级配电网购电为用户单元的主要电能来源,用户单元内部光伏机组全额消纳。受天然气价格与气源供气成本影响,HMGT 发电成本高。商业园区与居民小区用电负荷水平低,HMGT 多数时刻处于最小出力状态。工业园区用电负荷水平较高,且工业园区 HMGT 在平衡系统电功率的同时,需平衡系统冷、热功率,实现园区内部多能耦合,因此 HMGT 出力较商业园区与居民小区多。受分时电价激励,各用户单元内部储能在负荷低谷时刻充电,在负荷高峰时刻放电,储能在实现峰谷套利的同时也具有削峰填谷、平缓用电压力的作用。HFC 则主要在用户单元负荷水平高的时刻出力,以进一步平衡系统的用电功率。

由图 C3(d)一(e)的工业园区冷功率、热功率平衡结果可知,工业园区冷、热负荷主要由电制冷机与电锅炉满足。HMGT 作为冷-热-电功率平衡的重要耦合设备,发电过程中产生的余热可由余热回收锅炉和吸附式制冷机收集利用。由于余热回收锅炉的运行维护成本高于吸附式制冷机,因此吸附式制冷机的集热功率大于余热回收锅炉。当吸附式制冷机、余热回收锅炉供冷、供热不足时,电制冷机与电锅炉进一步利用光伏机组、储能及 HFC 提供的电能进行制冷、制热,当电能不足时,需向上级配电网购电以维持运行状态。可见,工业园区内部实现了不同能量形式之间的协调转化。

#### 4.3.2 用户单元需求响应情况分析

为研究本文所提模型用户单元需求响应情况,设置 2 个场景进行对比分析:

- 1) 场景 6,用户单元不考虑需求响应;
- 2) 场景 7,用户单元考虑需求响应,即本文所提

模型。

用户单元考虑需求响应前、后的电能量优化调度结果见附录 C 表 C3。考虑电负荷需求响应后,商业园区、工业园区以及居民小区的总负荷分别削减了 8.10%、2.19% 和 5.30%,商业园区、居民小区的用户购电量相应减少。受冷-热-电功率平衡的影响,需求响应前、后,工业园区用单元的购电量变化较小。进一步对比发现,场景 7 系统总成本较场景 6 减少了 0.14 万元,碳排放成本减少了 0.01 万元,系统碳排放量减少了 0.19 t,说明用户单元需求响应起到促进系统低碳经济运行的作用。

图 5 为场景 7 用户单元参与需求响应前、后的电负荷变化情况。可削减电负荷在用电高峰时段有一定削减,且削减量在合理范围内,部分可转移电负荷在负荷高峰时段转移至 [01:00, 09:00]、[20:00, 24:00] 等风光出力高的负荷低谷时段。可见,本文所提模型下,用户单元通过价格信号参与需求响应,实现了高峰时段的电负荷削减与转移,起到了明显的削峰填谷作用,有利于促进新能源消纳。

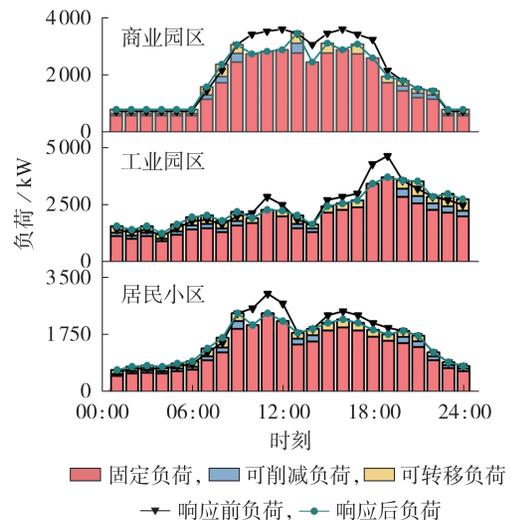


图 5 场景 7 用户单元需求响应调度结果  
Fig.5 Scheduling results of demand response of user units in Case 7

#### 4.3.3 用户单元碳排放情况分析

基于 4.1 节设置的场景,以工业园区为例进行分析,其碳排放情况见附录 C 图 C4。场景 2 工业园区碳排放总量与度电碳排放量最高,这是因为工业园区燃气轮机发电成本下降,机组出力增加,园区耗气产生的碳排放量较场景 1 增加了 0.919 t。场景 3 园区内燃气轮机为 HMGT,且园区内部含 HFC,HFC 发电消耗氢气,不产生碳排放,相比场景 1,园区碳排放总量减少了 17.23%。可见,相比传统燃气轮机供电,天然气管道掺氢生成 HCNG 并供给 HMGT 燃烧出力可减少用户单元的碳排放,促进用户低碳转型。

#### 4.4 HCNG 热值变化与掺氢比上限影响分析

##### 4.4.1 HCNG 热值变化影响分析

为说明考虑 HCNGN 各节点热值变化的必要性、研究 HCNG 热值变化对调度结果的影响,本节针对氢气注入天然气网后各节点 HCNG 热值的不同计算方式,设置 3 个场景进行对比分析:

1) 场景 8, 假设 HCNG 热值为天然气高热值;

2) 场景 9, 假设各时段氢气在气网中混合均匀, 即 HCNGN 各节点热值相同;

3) 场景 10, 假设 HCNGN 各节点热值不同, 按式 (14) 计算 HCNG 热值, 即本文所提模型。

不同场景下节点 3 的热值变化结果如图 6 所示。其中, 场景 8 在 13:00 节点 3 处热值与场景 10 相比差 8.07%。场景 9 假设 HCNGN 各节点处热值相同, 导致 13:00 节点 3 处 HCNG 热值与场景 10 相比差 6.82%。进一步观察发现, 02:00 节点 3 处的 HCNG 热值为  $36.02 \text{ MJ}/\text{m}^3$ , 但此时节点 3 处掺氢比为 0.001 54, 实际 HCNG 热值应为  $36.40 \text{ MJ}/\text{m}^3$ , 可见, 受其他节点热值影响, 节点 3 处 HCNG 热值偏高。在 [05:00, 08:00] 等没有氢气注入的时段, 3 个场景下节点 3 处 HCNG 热值相同。

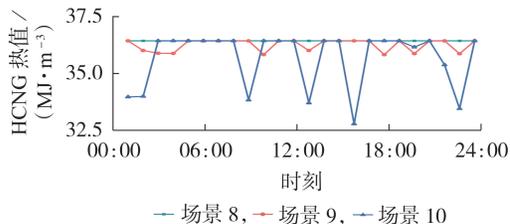


图 6 不同场景下节点 3 的热值变化结果

Fig.6 Heat value results at Bus 3 in different cases

不同场景下系统的运行成本见附录 C 表 C4。场景 8 假设下电解水装置制取的氢气全部供给用氢单元, 系统气负荷需求仅由天然气满足, 气源供气成本高, 系统总成本较场景 10 增加了 3.06 万元。场景 9 假设下部分节点热值较实际偏高, 系统满足相同能量气负荷所需的天然气体积减少, 气源供气成本下降, 总成本较场景 10 减少了 0.19 万元。进一步对比发现, 场景 10 的系统弃风弃光成本与碳排放成本最低。这说明考虑 HCNGN 节点热值变化的优化调度模型能够有效提高系统风光利用率, 降低系统碳排放量。

综上, 考虑 HCNG 热值变化能够有效反映 HCNGN 各节点热值的实际情况, 且本文所提热值计算方式下的 UIES 调度模型在促进系统新能源消纳、减少碳排放方面更为有效。

##### 4.4.2 掺氢比上限影响分析

为研究天然气管道掺氢比上限对调度结果的影响, 设置 4 个场景进行对比分析:

1) 场景 11, 掺氢比上限为 5%;

2) 场景 12, 掺氢比上限为 10%, 即本文所提模型;

3) 场景 13, 掺氢比上限为 15%;

4) 场景 14, 掺氢比上限为 20%。

不同场景下系统优化调度结果见附录 C 表 C5。随着掺氢比上限的提高, 系统优化调度总成本减少, 风光利用率提高, 氢气注入总量增加, 气源供气量减少, 碳排放量减少。对比场景 11, 场景 14 系统总成本减少了 0.53%, 注入天然气网的氢气在制氢总量中的占比增加了 1.26%, 系统风光利用率提高了 0.3%, 碳排放量减少了 7.22 t。可见, 提高掺氢比上限有利于提高风光利用率, 减少系统碳排放, 促进 HCNG 技术对氢能的利用。进一步, 计算 HCNG 碳减排系数<sup>[4]</sup>, 由计算结果可知, 随着掺氢比上限的不断增大, HCNG 碳减排系数由  $0.0025 \text{ kg}/\text{m}^3$  增加为  $0.0149 \text{ kg}/\text{m}^3$ , 增大了 4.96 倍, HCNG 碳减排的能力大幅提高。综上, 对于电-氢-HCNG 耦合的 UIES, 增大掺氢比上限能够有效降低运行成本, 提升新能源消纳水平, 促进电力系统与天然气系统低碳转型。

调度周期内, HCNGN 节点 1 及节点 7 为气源点, 注入传统天然气, 节点掺氢比为 0; 节点 6 为气负荷节点, 因节点无用气需求, 掺氢比为 0; HCNGN 其余节点的掺氢比变化曲线见附录 C 图 C5。可见, 不同的掺氢比上限会显著影响 HCNGN 节点的氢气注入情况, 且考虑 HCNG 的组分追踪之后, 掺氢比上限与 HCNG 中掺氢比的关系呈非线性而非正比例。考虑到 HCNG 热值计算模型与掺氢比有关, 本文以节点 8 为例, 进一步分析掺氢比上限对 HCNGN 节点热值的影响, 结果如图 7 所示。

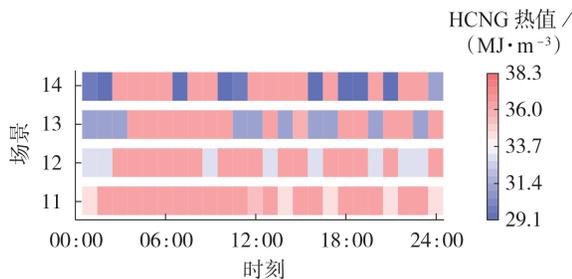


图 7 不同场景下节点 8 的热值变化结果

Fig.7 Heat value results at Bus 8 in different cases

场景 11—14 下, HCNG 热值的最小值分别为  $34.62$ 、 $32.80$ 、 $30.97$ 、 $29.15 \text{ MJ}/\text{m}^3$ 。依据 GB 17820—2018《天然气》中的相关标准, 场景 11 下的 HCNG 热值符合一类天然气的热值标准(热值大于等于  $34.00 \text{ MJ}/\text{m}^3$ ); 场景 12 下, [00:00, 02:00] 等时段的 HCNG 热值低于  $34.00 \text{ MJ}/\text{m}^3$ , 但仍符合二类天然气的热值标准(热值大于等于  $31.40 \text{ MJ}/\text{m}^3$ ); 随着掺氢比上限的进一步增加, HCNG 热值下降, 场景 13 和场景 14 下的 HCNG 热值低于  $31.40 \text{ MJ}/\text{m}^3$ , 已不符

合二类天然气的热值标准<sup>[21]</sup>。由此可知,虽然提高掺氢比上限能够进一步促进 UIES 低碳经济运行,但当掺氢比上限为 15% 以及 20% 时,存在节点 HCNG 热值降低的情况,对天然气系统的安全运行提出了更高的要求。

## 5 结论

针对新能源大规模并网产生的弃风弃光问题,本文计及电制氢技术、HCNG 技术、氢能综合利用单元,并考虑用户单元需求响应,建立一体化源-网-荷-氢协同优化框架下电-氢-HCNG 耦合的 UIES 低碳优化调度模型,得到结论如下。

1) 通过考虑电制氢技术、HCNG 技术以及需求响应技术,电-氢-HCNG 耦合的 UIES 风光利用率提高了 6.81%,碳排放总量减少了 1.89%。说明本文所提模型能够有效提高系统清洁能源的消纳水平,减少整个能源系统的碳足迹。

2) 电-氢-HCNG 耦合单元借助电解水制氢、HFC 发电、加氢站用氢、HCNG 等技术路线,参与 UIES 的优化运行,代替系统火电机组、气源等承担部分用电、用气需求,提升了系统运行经济性、灵活性和低碳性。

3) 通过将本文所提的电-氢-HCNG 耦合的 UIES 与传统的电-气耦合的 UIES 的对比分析发现,虽然氢能利用带来了额外的储氢成本与运行成本,但本文所提能源利用技术路线和优化模型在提升系统风光消纳能力、减少碳排放等方面具有显著优势。

4) 对于 UIES 优化调度,本文所提模型可有效实现用户单元内部多能耦合互补,提升综合能源利用率。同时考虑在天然气管道中掺入氢气并供给 HMTG 燃烧出力可减少用户单元碳排放,实现用户侧低碳转型。

5) 通过不同场景下的 HCNG 热值变化与掺氢比上限影响分析,说明在 UIES 低碳优化调度中考虑 HCNG 热值变化、掺氢比限制等因素具有实际意义,所得结果可以为实际工程最大掺氢比的设定、HCNG 热值计算、含氢气注入的天然气管道系统运行提供参考。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

## 参考文献:

- [1] 陈胜,卫志农,顾伟,等. 碳中和目标下的能源系统转型与变革:多能流协同技术[J]. 电力自动化设备,2021,41(9):3-12.  
CHEN Sheng, WEI Zhinong, GU Wei, et al. Carbon neutral oriented transition and revolution of energy systems: multi-energy flow coordination technology [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 3-12.
- [2] 孙玉玲,胡智慧,秦阿宁,等. 全球氢能产业发展战略与技术布局分析[J]. 世界科技研究与发展,2020,42(4):455-465.  
SUN Yuling, HU Zhihui, QIN Aning, et al. Analysis of strategy and technology situation on global hydrogen industry [J]. World Sci-Tech R & D, 2020, 42(4): 455-465.
- [3] 丁剑,方晓松,宋云亭,等. 碳中和背景下西部新能源传输的氢综合能源网构想[J]. 电力系统自动化,2021,45(24):1-9.  
DING Jian, FANG Xiaosong, SONG Yunting, et al. Conception of electricity and hydrogen integrated energy network for renewable energy transmission in Western China under background of carbon neutralization [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(24): 1-9.
- [4] 邱玥,周苏洋,顾伟,等. “碳达峰、碳中和”目标下混氢天然气技术应用前景分析[J]. 中国电机工程学报,2022,42(4):1301-1321.  
QIU Yue, ZHOU Suyang, GU Wei, et al. Application prospect analysis of hydrogen enriched compressed natural gas technologies under the target of carbon emission peak and carbon neutrality [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(4): 1301-1321.
- [5] 李敬法,苏越,张衡,等. 掺氢天然气管道输送研究进展[J]. 天然气工业,2021,41(4):137-152.  
LI Jingfa, SU Yue, ZHANG Heng, et al. Research progresses on pipeline transportation of hydrogen-blended natural gas [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(4): 137-152.
- [6] MELAINA M W, ANTONIA O, PENEV M. Blending hydrogen into natural gas pipeline networks: a review of key issues [R]. Golden City, USA: National Renewable Energy Laboratory, 2013.
- [7] 王玮,王秋岩,邓海全,等. 天然气管道输送混氢天然气的可行性[J]. 天然气工业,2020,40(3):130-136.  
WANG Wei, WANG Qiuyan, DENG Haiquan, et al. Feasibility analysis on the transportation of hydrogen natural gas mixtures in natural gas pipelines [J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(3): 130-136.
- [8] 刘继春,周春燕,高红均,等. 考虑氢能-天然气混合储能的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.
- [9] 邵蓝铨,万灿,张晓波,等. 考虑不确定性与交互功率的城市综合能源系统两阶段调度[J]. 电力系统自动化,2023,47(9):59-69.  
SHAO Lanxin, WAN Can, ZHANG Xiaobo, et al. Two-stage dispatching for urban integrated energy system considering uncertainty and interactive power [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(9): 59-69.
- [10] 谢敏,叶佳南,刘明波,等. 基于博弈均衡多学科协同理论的城市综合能源系统优化与评估[J]. 电力系统自动化,2022,46(17):102-113.  
XIE Min, YE Jianan, LIU Mingbo, et al. Optimization and evaluation of urban integrated energy system based on game equilibrium multidisciplinary collaborative theory [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(17): 102-113.
- [11] 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.
- [12] 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. Optimization operation of integrated energy system including wind power hydrogen production equipment [J]. Electric Power, 2020, 53

- (1):115-123,161.
- [13] 任洲洋,罗潇,覃惠玲,等. 考虑储氢物理特性的含氢区域综合能源系统中长期优化运行[J]. 电网技术,2022,46(9):3324-3333.  
REN Zhouyang, LUO Xiao, QIN Huiling, et al. Mid/long-term optimal operation of regional integrated energy systems considering hydrogen physical characteristics[J]. Power System Technology, 2022, 46(9):3324-3333.
- [14] 韩子娇,李正文,张文达,等. 计及光伏出力不确定性的氢能综合能源系统经济运行策略[J]. 电力自动化设备,2021,41(10):99-106.  
HAN Zijiao, LI Zhengwen, ZHANG Wenda, et al. Economic operation strategy of hydrogen integrated energy system considering uncertainty of photovoltaic output power[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10):99-106.
- [15] 王开艳,梁岩,贾嵘,等. 不确定环境下基于纳什谈判的含掺氢燃气综合能源多微网两阶段优化调度[J]. 电网技术,2023,47(8):3141-3159.  
WANG Kaiyan, LIANG Yan, JIA Rong, et al. Two-stage optimal scheduling of nash negotiation-based integrated energy multi-microgrids with hydrogen-doped gas under uncertain environment[J]. Power System Technology, 2023, 47(8):3141-3159.
- [16] 谢敏,叶佳南,何知纯,等. 考虑碳排放和混合燃烧特性的氢混燃机精细化建模及应用[J]. 中国电机工程学报,2023,43(11):4319-4340.  
XIE Min, YE Jianan, HE Zhichun, et al. Refined modeling and application of hydrogen mixed gas turbine considering characteristics of carbon emission and co-combustion[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(11):4319-4340.
- [17] 周步祥,陈阳,臧天磊,等. 考虑气网掺氢与低碳奖赏的气电耦合系统优化调度[J]. 电力自动化设备,2023,43(2):1-8.  
ZHOU Buxiang, CHEN Yang, ZANG Tianlei, et al. Optimal scheduling of natural gas-electricity coupling system considering hydrogen-mixed natural gas network and low-carbon reward[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(2):1-8.
- [18] 张儒峰,姜涛,李国庆,等. 考虑电转气消纳风电的电-气综合能源系统双层优化调度[J]. 中国电机工程学报,2018,38(19):5668-5678,5924.  
ZHANG Rufeng, JIANG Tao, LI Guoqing, et al. Bi-level optimization dispatch of integrated electricity-natural gas systems considering P2G for wind power accommodation[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(19):5668-5678, 5924.
- [19] 韩丽,鲁盼盼,王晓静,等. 考虑氢燃料电池响应延迟特性的电网日内优化调度[J]. 太阳能学报,2022,43(6):373-381.  
HAN Li, LU Panpan, WANG Xiaojing, et al. Intraday optimal dispatch of power grid considering response delay characteristics of hydrogen fuel cells[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2022, 43(6):373-381.
- [20] 周军,李帅帅,周轩,等. 储氢单元在天然气管网中的定容优化研究[J]. 全球能源互联网,2022,5(2):138-146.  
ZHOU Jun, LI Shuashuai, ZHOU Xuan, et al. Study on the optimization of the constant capacity of the hydrogen storage unit in the natural gas pipeline network[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2022, 5(2):138-146.
- [21] 全国天然气标准化技术委员会. 天然气:GB 17820—2018[S]. 北京:中国标准出版社,2019.
- [22] SAWDI I, MHANNA S, MANCARELLA P, et al. Integrated electricity and gas system modelling with hydrogen injections and gas composition tracking[J]. Applied Energy, 2021, 303:117598.

#### 作者简介:

谢敏(1978—),女,副教授,博士,主要研究方向为电力系统优化规划与运行控制(**E-mail**:minxie@scut.edu.cn);  
卢燕旋(1999—),女,硕士研究生,通信作者,主要研究方向为综合能源系统、电力系统优化运行与控制(**E-mail**:gd13543lyx@163.com)。

(编辑 王欣竹)

## Low-carbon optimal scheduling of electricity-hydrogen-HCNG coupled urban integrated energy system

XIE Min<sup>1,2</sup>, LU Yanxuan<sup>1,2</sup>, YE Jianan<sup>1,2</sup>, DONG Kaiyuan<sup>1,2</sup>, XIE Yuxing<sup>1,2</sup>, LIU Mingbo<sup>1,2</sup>

(1. School of Electric Power Engineering, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China;

2. Guangdong Key Laboratory of Green Energy Technology, Guangzhou 510640, China)

**Abstract:** Hydrogen enriched compressed natural gas (HCNG) technology can effectively solve the problem of high transportation costs of pure hydrogen faced by large-scale power to hydrogen. For the problems of large-scale wind-solar consumption and low-carbon optimal scheduling of urban integrated energy system (UIES), a low-carbon optimal scheduling method for UIES considering electricity-hydrogen-HCNG coupling and demand response is proposed under the framework of source-network-storage-hydrogen collaborative optimization. The operating characteristics of electricity-hydrogen-HCNG coupled unit are modeled, and the demand response mechanism of the user unit is introduced to establish a low-carbon optimal schedule model of UIES with the objective of minimizing the system operation cost. The proposed model is verified by case analysis, and the results show that the introduction of the electricity-hydrogen-HCNG coupling unit and the user unit demand response mechanism can effectively promote wind-solar consumption and improve low-carbon nature of the UIES.

**Key words:** wind-solar consumption; urban integrated energy system; hydrogen energy; hydrogen enriched compressed natural gas; demand response; hydrogen mix ratio

## 附录 A

系统各成本的表达式如式(A1)—(A8)所示。

1) 运行维护成本

$$C_{op} = C_e + C_g + C_h + C_{us} \quad (A1)$$

式中:  $C_e$ 、 $C_g$ 、 $C_h$ 、 $C_{us}$  分别为电力系统、HCNGN、电-氢-HCNG 耦合单元和用户单元内部设备的运行成本。

电力系统的运行成本主要考虑火电机组发电成本  $C_{PG}$ 、风电场运行成本  $C_{PW}$  和光伏电站运行成本  $C_{PV}$  和用户单元向上级电网的购电成本  $C_{buy}$ ，具体如下：

$$\begin{cases} C_e = C_{PG} + C_{PW} + C_{PV} + C_{buy} \\ C_{PG} = \sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^G f_g(P_{g,t}) \\ C_{PW} = \zeta_{PW} \sum_{t=1}^T \sum_{w=1}^W P_{w,t} \\ C_{PV} = \zeta_{PV} \sum_{t=1}^T \sum_{v=1}^V P_{v,t} \\ C_{buy} = \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^{L_l} \lambda_{buy,t}^{grid} P_{buy,l,t}^{grid} \end{cases} \quad (A2)$$

式中:  $f_g(P_{g,t})$  为  $t$  时刻第  $g$  台火电机组需支付的燃料成本,  $f_g(P_{g,t}) = a_g P_{g,t}^2 + b_g P_{g,t} + c_g$ , 其中  $a_g$ 、 $b_g$ 、 $c_g$  分别为第  $g$  台火电机组的燃料成本系数;  $\zeta_{PW}$ 、 $\zeta_{PV}$  分别为单位风电和光伏出力的运维成本;  $\lambda_{buy,t}^{grid}$  为分时电价。

HCNGN 的运行成本主要考虑气源供气成本, 具体如下:

$$C_g = \lambda_{sg} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I q_{i,t}^S \Delta t \quad (A3)$$

式中:  $q_{i,t}^S$  为  $t$  时刻气网节点  $i$  注入的气源供气流量;  $I$  为 HCNGN 节点的数量;  $\lambda_{sg}$  为气源供气成本。

电-氢-HCNG 耦合单元的运行成本主要考虑电解水装置运行成本  $C_{P2G}$ 、HFC 运行成本  $C_{HFC}$ 、储氢单元运行成本  $C_{ST}$  以及储氢罐安装成本  $C_{Tank}$ ，具体如下：

$$\begin{cases} C_h = C_{P2G} + C_{HFC} + C_{ST} + C_{Tank} \\ C_{P2G} = \zeta_{P2G} \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N P_{P2G,n,t} \\ C_{HFC} = \zeta_{HFC} \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L P_{HFC,l,t} \\ C_{ST} = \zeta_{ST} \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N (q_{ST,n,t}^{in} + q_{ST,n,t}^{out,1} + q_{ST,n,t}^{out,2}) \\ C_{Tank} = \kappa_{Tank} \sum_{n=1}^N N_{Tank,n} \end{cases} \quad (A4)$$

式中:  $\zeta_{P2G}$  为电解水装置单位耗电功率的运行维护成本;  $\zeta_{HFC}$  为 HFC 单位出力的运行维护成本;  $\zeta_{ST}$  为储氢单元注入、采出单位氢气体积流量的运行维护成本;  $\kappa_{Tank}$  为单个储氢罐的安装成本。

用户单元内部设备的运行成本, 主要考虑光伏机组运行成本  $C_{PV}^{us}$ 、电储能运行成本  $C_{ESS}$ 、HMGT 向天然气系统的购气成本  $C_{HT}$ 、电锅炉运行成本  $C_{EH}$ 、电制冷机运行成本  $C_{EC}$ 、余热回收锅炉运行成本  $C_{RH}$  以及吸附式制冷机运行成本  $C_{AC}$ ，具体如下：

$$\begin{cases}
C_{us} = C_{PV}^{us} + C_{ESS} + C_{HT} + C_{EH} + C_{EC} + C_{RH} + C_{AC} \\
C_{PV}^{us} = \zeta_{PV}^{us} \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L P_{PV,l,t} \\
C_{ESS} = \zeta_{ESS} \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L (P_{CH,l,t} + P_{DIS,l,t}) \\
C_{HT} = \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L \lambda_{hg,t} V_{HT,l,t} \\
C_{EH} = \sum_{t=1}^T \zeta_{EH} P_{EH,t} \\
C_{EC} = \sum_{t=1}^T \zeta_{EC} P_{EC,t} \\
C_{RH} = \sum_{t=1}^T \zeta_{RH} H_{RH,t}^{in} \\
C_{AC} = \sum_{t=1}^T \zeta_{AC} H_{AC,t}^{in}
\end{cases} \quad (A5)$$

式中： $\zeta_{PV}^{us}$ 为用户单元内部光伏机组单位出力的运行维护成本； $\zeta_{ESS}$ 为电储能单位充、放电功率的运行维护成本； $\lambda_{hg,t}$ 为HMGT向HCNGN购气的分时气价； $\zeta_{EH}$ 、 $\zeta_{EC}$ 、 $\zeta_{RH}$ 、 $\zeta_{AC}$ 分别为电锅炉、电制冷机、余热回收锅炉及吸附式制冷机的单位运行维护成本。

## 2) 惩罚成本

系统的惩罚成本主要考虑风电场弃风成本 $C_{PWp}$ 、光伏电站弃光成本 $C_{PVp}$ 和用户单元光伏机组弃光成本 $C_{PVp}^{us}$ ，具体如下：

$$\begin{cases}
C_p = C_{PWp} + C_{PVp} + C_{PVp}^{us} \\
C_{PWp} = \delta_{PW} \sum_{t=1}^T \sum_{w=1}^W (P_{w,t}^* - P_{w,t}) \\
C_{PVp} = \delta_{PV} \sum_{t=1}^T \sum_{v=1}^V (P_{v,t}^* - P_{v,t}) \\
C_{PVp}^{us} = \delta_{PV}^{us} \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L (P_{PV,l,t}^* - P_{PV,l,t})
\end{cases} \quad (A6)$$

式中： $\delta_{PW}$ 为系统单位弃风成本； $\delta_{PV}$ 为系统单位弃光成本； $P_{w,t}^*$ 为 $t$ 时刻第 $w$ 座风电场的预测出力； $P_{v,t}^*$ 为 $t$ 时刻第 $v$ 座光伏电站的预测出力； $P_{PV,l,t}^*$ 为 $t$ 时刻第 $l$ 个用户单元中光伏机组的预测出力。

## 3) 用户单元需求响应成本

用户单元需求响应成本主要考虑电负荷的削减成本 $C_{cut}$ 和转移成本 $C_{tran}$ ，具体如下：

$$\begin{cases}
C_{dr} = C_{cut} + C_{tran} \\
C_{cut} = \tau_c \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L \Delta L_{us,l,t}^{cut} \\
C_{tran} = \tau_t \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L L_{us,l,t}^{tran,out}
\end{cases} \quad (A7)$$

式中： $\tau_c$ 为单位功率电负荷削减补偿价格； $\Delta L_{us,l,t}^{cut}$ 为 $t$ 时刻第 $l$ 个用户单元可削减电负荷参与需求响应的值； $\tau_t$ 为单位功率电负荷转出补偿价格； $L_{us,l,t}^{tran,out}$ 为 $t$ 时刻第 $l$ 个用户单元可转移电负荷转出的功率。

## 4) 系统碳排放成本

系统碳排放成本主要考虑火电机组碳排放成本 $C_{PGt}$ 、HMGT碳排放成本 $C_{HTt}$ 以及HCNG负荷碳排放成本 $C_{DLt}$ ，具体如下：

$$\begin{cases}
C_t = C_{PGt} + C_{HTt} + C_{GLt} \\
C_{PGt} = \lambda^{CO_2} \sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^G \varepsilon_g P_{g,t} \Delta t \\
C_{HTt} = \lambda^{CO_2} \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L Q_{cab,l,t} \\
C_{DLt} = \lambda^{CO_2} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I \zeta_{i,t}^{GCV} V_{DL,i,t} \varepsilon_{NG} \times 10^{-3}
\end{cases} \quad (A8)$$

式中： $\varepsilon_g$  为第  $g$  台火发电机组的碳排放系数； $\lambda^{\text{CO}_2}$  为碳价。

城市配电网中火发电机组、风电场和光伏电站的运行约束如式(A9)—(A11)所示。

1) 火电机组

$$\begin{cases} P_{g,\min} \leq P_{g,t} \leq P_{g,\max} \\ P_{g,t-1} - P_{g,t} \leq R_{d,g} \Delta t \\ P_{g,t} - P_{g,t-1} \leq R_{u,g} \Delta t \end{cases} \quad (\text{A9})$$

式中： $P_{g,\max}$ 、 $P_{g,\min}$  分别为第  $g$  台火发电机组的出力上、下限； $R_{d,g}$ 、 $R_{u,g}$  分别为第  $g$  台火发电机组的向下、向上爬坡率。

2) 风电场

$$0 \leq P_{w,t} \leq P_{w,t}^* \quad (\text{A10})$$

3) 光伏电站

$$0 \leq P_{v,t} \leq P_{v,t}^* \quad (\text{A11})$$

HCNGN 的运行约束如式(A12)—(A20)所示。

1) 管道流量与节点气压约束

节点气压与管道流量具有一定的联系，受 HCNGN 结构影响，HCNG 在流动过程中需要满足管道流量与节点气压的限制。本文管道流量利用 Weymouth 方程进行建模，具体如下所示：

$$q_{ij,t} = \sigma_{ij} \varepsilon_{ij,t} \sqrt{p_{i,t}^2 - p_{j,t}^2} \quad (\text{A12})$$

$$\varepsilon_{ij,t} = \text{sgn}(q_{ij,t}) \quad (\text{A13})$$

$$-q_{ij,\max} \leq q_{ij,t} \leq q_{ij,\max} \quad (\text{A14})$$

$$p_{i,\min} \leq p_{i,t} \leq p_{i,\max} \quad (\text{A15})$$

式中： $q_{ij,t}$  为  $t$  时刻气网节点  $i$  与  $j$  之间的管道流量； $\sigma_{ij}$  为气网节点  $i$  与  $j$  之间的管道传输参数； $p_{i,t}$  为  $t$  时刻气网节点  $i$  的压力值； $\varepsilon_{ij,t}$  为  $t$  时刻气网管道方向参数，取 -1、0、1； $q_{ij,\max}$  为  $t$  时刻气网节点  $i$  与  $j$  之间的管道流量上限； $p_{i,\max}$ 、 $p_{i,\min}$  分别为气网节点  $i$  的压力值上、下限

2) 节点能量与组分平衡约束

HCNGN 节点能量与组分平衡与气源点、掺氢点以及其它节点相关，且系统中能量与组分流动具有方向性，故规定管道中流入气网节点  $i$  的 HCNG 管道流量为正，同时建立 HCNG 管道流量的参考方向，具体如下所示：

$$q_{i,t}^{\text{MH}} \xi_{\text{HHVH}_2} + q_{i,t}^{\text{S}} \xi_{\text{HHVGas}} + \sum_{ij \in L_q(j,i)} u_{ij,t} q_{ij,t} \xi_{j,t}^{\text{GCV}} - \sum_{ij \in L_q(i,j)} u_{ij,t} q_{ij,t} \xi_{i,t}^{\text{GCV}} + \sum_{ij \in L_q(j,i)} \gamma_{ij,t} q_{ij,t} \xi_{j,t}^{\text{GCV}} - \sum_{ij \in L_q(i,j)} \gamma_{ij,t} q_{ij,t} \xi_{i,t}^{\text{GCV}} = \xi_{i,t}^{\text{GCV}} \cdot V_{\text{DL},i,t} + \xi_{i,t}^{\text{GCV}} \cdot V_{\text{HT},i,t} \quad (\text{A16})$$

$$x_{c,i,t} \left( q_{i,t}^{\text{MH}} + q_{i,t}^{\text{S}} + \sum_{ij \in L_q(j,i)} q_{ij,t} - \sum_{ij \in L_q(i,j)} q_{ij,t} \right) = q_{i,t}^{\text{MH}} x_{\text{H}_2,i,t} + q_{i,t}^{\text{S}} x_{\text{CH}_4,i,t} + \sum_{ij \in L_q(j,i)} u_{ij,t} q_{ij,t} x_{c,j,t} - \sum_{ij \in L_q(i,j)} u_{ij,t} q_{ij,t} x_{c,i,t} + \sum_{ij \in L_q(j,i)} \gamma_{ij,t} q_{ij,t} x_{c,j,t} - \sum_{ij \in L_q(i,j)} \gamma_{ij,t} q_{ij,t} x_{c,i,t} \quad (\text{A17})$$

$$\begin{cases} u_{ij,t} = 0.5(|\varepsilon_{ij}| + \varepsilon_{ij}) \\ \gamma_{ij,t} = 0.5(|\varepsilon_{ij}| - \varepsilon_{ij}) \end{cases} \quad (\text{A18})$$

式中： $L_q(j,i)$  表示参考方向为气网节点  $j$  到  $i$  的所有管道集合； $L_q(i,j)$  表示参考方向为气网节点  $i$  到  $j$  的所有管道集合； $q_{i,t}^{\text{MH}}$  为  $t$  时刻气网节点  $i$  注入的氢气体积流量； $V_{\text{DL},i,t}$  为  $t$  时刻气网节点  $i$  的常规气负荷； $V_{\text{HT},i,t}$  为连接到气网节点  $i$  的 HMGT 消耗的 HCNG 体积量； $x_{c,i,t}$  为  $t$  时刻气体组分  $c$  在气网节点  $i$  的比例，当  $c = \text{CH}_4, \text{H}_2$  时，对应的气体分别为甲烷与氢气； $u_{ij,t}$ 、 $\gamma_{ij,t}$  为  $t$  时刻气网节点  $i$  与  $j$  之间的实际 HCNG 管道流量正方向表示和反方向标识。

3) 气源供气流量约束

$$q_{\min}^{\text{S}} \leq q_{i,t}^{\text{S}} \leq q_{\max}^{\text{S}} \quad (\text{A19})$$

式中： $q_{\max}^{\text{S}}$ 、 $q_{\min}^{\text{S}}$  分别为气源供气流量上、下限。

#### 4) 压缩机约束

$$K_{\min} \leq \frac{P_{i,t}}{P_{j,t}} \leq K_{\max} \quad (\text{A20})$$

式中： $K_{\max}$ 、 $K_{\min}$  分别为压缩比上、下限。

可削减电负荷与可转移电负荷的具体模型如式(A21)—(A27)所示。

##### 1) 可削减电负荷

用户单元可承受一定程度的负荷中断、功率下降。根据实际供能、用能情况，通过部分削减或者完全削减可削减电负荷的功率，以达到满足用户单元整体用能的目标。可削减电负荷建模如下：

$$L_{us,l,t}^{\text{cut}} = L_{us,l,t}^{\text{cut},0} - \Delta L_{us,l,t}^{\text{cut}} \quad (\text{A21})$$

$$0 \leq \Delta L_{us,l,t}^{\text{cut}} \leq \Delta L_{us,l,t}^{\text{cut},\max} \quad (\text{A22})$$

式中： $L_{us,l,t}^{\text{cut}}$  为  $t$  时刻第  $l$  个用户单元可削减电负荷需求响应后的值； $\Delta L_{us,l,t}^{\text{cut}}$  为  $t$  时刻第  $l$  个用户单元可削减电负荷参与需求响应量的上限。

##### 2) 可转移电负荷

可转移电负荷是指系统用能时间段的转移，但在调度周期内总的可转移电负荷量需保持不变。可转移电负荷建模如下：

$$L_{us,l,t}^{\text{tran}} = L_{us,l,t}^{\text{tran},0} + \Delta L_{us,l,t}^{\text{tran}} \quad (\text{A23})$$

$$\Delta L_{us,l,t}^{\text{tran}} = B_{us,l,t}^{\text{tran,in}} L_{us,l,t}^{\text{tran,in}} - B_{us,l,t}^{\text{tran,out}} L_{us,l,t}^{\text{tran,out}} \quad (\text{A24})$$

$$B_{us,l,t}^{\text{tran,in}} + B_{us,l,t}^{\text{tran,out}} = 1 \quad (\text{A25})$$

$$\sum_{t=1}^T \Delta L_{us,l,t}^{\text{tran}} = 0 \quad (\text{A26})$$

$$L_{us,l,t}^{\text{tran}} \leq \Delta L_{us,l,t}^{\text{tran}} \leq L_{us,l,t}^{\text{tran},\max} \quad (\text{A27})$$

式中： $L_{us,l,t}^{\text{tran}}$ 、 $\Delta L_{us,l,t}^{\text{tran}}$  分别为  $t$  时刻第  $l$  个用户单元可转移电负荷需求响应后以及参与需求响应的值； $B_{us,l,t}^{\text{tran,in}}$ 、 $B_{us,l,t}^{\text{tran,out}}$  均为 0-1 变量，表示  $t$  时刻第  $l$  个用户单元可转移电负荷转入、转出的状态； $L_{us,l,t}^{\text{tran,in}}$  为  $t$  时刻第  $l$  个用户单元可转移电负荷转入的功率； $L_{us,l,t}^{\text{tran},\max}$ 、 $L_{us,l,t}^{\text{tran},\min}$  分别为  $t$  时刻第  $l$  个用户单元可转移电负荷参与需求响应量的上、下限。

用户单元内部设备运行约束如式(A28)—(A33)所示。

##### 1) 光伏机组

$$0 \leq P_{PV,t} \leq P_{PV,t}^* \quad (\text{A28})$$

##### 2) 电储能

以蓄电池为例，建立合适的储能灵活调节方式以及储能容量，能够促进新能源就地消纳，提高电能利用率，其对应的运行约束具体如下：

$$\begin{cases} U_{ESS,t}^{\text{dis}} + U_{ESS,t}^{\text{ch}} \leq 1 \\ \sum_{t=1}^T |U_{ESS,t}^{\text{dis}} - U_{ESS,t}^{\text{ch}}| \leq N_{ESS} \\ 0 \leq P_{CH,t} \leq U_{ESS,t}^{\text{ch}} P_{CH,\max} \\ 0 \leq P_{DIS,t} \leq U_{ESS,t}^{\text{dis}} P_{DIS,\max} \\ E_{ESS,t} = E_{ESS,t-\Delta t} + (P_{CH,t-\Delta t} \eta_{CH} - P_{DIS,t-\Delta t} / \eta_{DIS}) \Delta t \\ E_{ESS,0} = E_{ESS,T} + (P_{CH,T} \eta_{CH} - P_{DIS,T} / \eta_{DIS}) \Delta t \\ 0.2 E_{ESS,\max} \leq E_{ESS,t} \leq 0.9 E_{ESS,\max} \\ E_{ESS,0} = 0.45 E_{ESS,\max} \end{cases} \quad (\text{A29})$$

式中： $U_{ESS,t}^{\text{ch}}$  和  $U_{ESS,t}^{\text{dis}}$  均为 0-1 变量，表示  $t$  时刻电储能的充、放电状态的决策变量，其取值为 0 时表示电储能未处于充、放电状态，其取值为 1 时表示电储能处于充、放电状态； $N_{ESS}$  为电储能的最大充放电次数； $P_{CH,\max}$  和  $P_{DIS,\max}$  分别为电储能的充、放电功率上限； $\eta_{CH}$ 、 $\eta_{DIS}$  分别为电储能的充、放电效率； $E_{ESS,t}$  为  $t$  时刻电储能的容量； $E_{ESS,0}$  为初始时刻电储能的容量； $E_{ESS,T}$  为  $T$  时刻电储能的容量； $E_{ESS,\max}$  为电储能的容量上限。

##### 3) 余热回收锅炉

余热回收锅炉输入侧的热能来自 HMGT 产生的余热，其对应的运行约束具体如下：

$$\begin{cases} H_{RH,t} = \eta_{RH} H_{RH,t}^{in} \beta_{RH} \\ 0 \leq H_{RH,t}^{in} \leq H_{RH,in,max} \end{cases} \quad (A30)$$

式中： $\eta_{RH}$  为余热回收锅炉的制热效率； $\beta_{RH}$  为余热回收锅炉的制热系数， $H_{RH,in,max}$  为余热回收锅炉输入侧的集热功率上限。

#### 4) 电锅炉

电锅炉以电能作为输入侧的能量形式，通过其工作方式将电能转化为热能，其对应的运行约束具体如下：

$$\begin{cases} H_{EH,t} = \eta_{EH} P_{EH,t} \\ 0 \leq P_{EH,t} \leq P_{EH,max} \end{cases} \quad (A31)$$

式中： $\eta_{EH}$  为电锅炉制热效率； $P_{EH,max}$  为电锅炉的用电功率上限。

#### 5) 吸附式制冷机

吸附式制冷机输入侧的热能来自 HMGT 产生的余热，其对应的运行约束具体如下：

$$\begin{cases} C_{AC,t} = \eta_{AC} H_{AC,t}^{in} \beta_{AC} \\ 0 \leq H_{AC,t}^{in} \leq H_{AC,in,max} \end{cases} \quad (A32)$$

式中： $\eta_{AC}$  为吸附式制冷机的制冷效率； $\beta_{AC}$  为吸附式制冷机的制冷系数， $H_{AC,in,max}$  为吸附式制冷机输入侧的集热功率上限。

#### 6) 电制冷机

电制冷机以电能作为输入侧的能量形式，通过其工作方式将电能转化为冷能，其对应的运行约束具体如下：

$$\begin{cases} C_{EC,t} = \eta_{EC} P_{EC,t} \\ 0 \leq P_{EC,t} \leq P_{EC,max} \end{cases} \quad (A33)$$

式中： $\eta_{EC}$  为电制冷机制冷效率； $P_{EC,max}$  为电制冷机的用电功率上限。

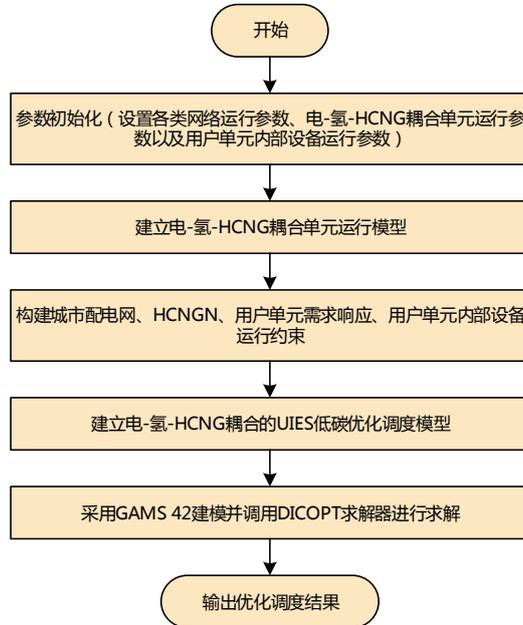


图 A1 电-氢-HCNG 耦合的 UIES 低碳优化调度实现流程

Fig.A1 Flow chart of implementation for the low-carbon optimal scheduling of electricity-hydrogen-HCNG coupled UIES

## 附录 B

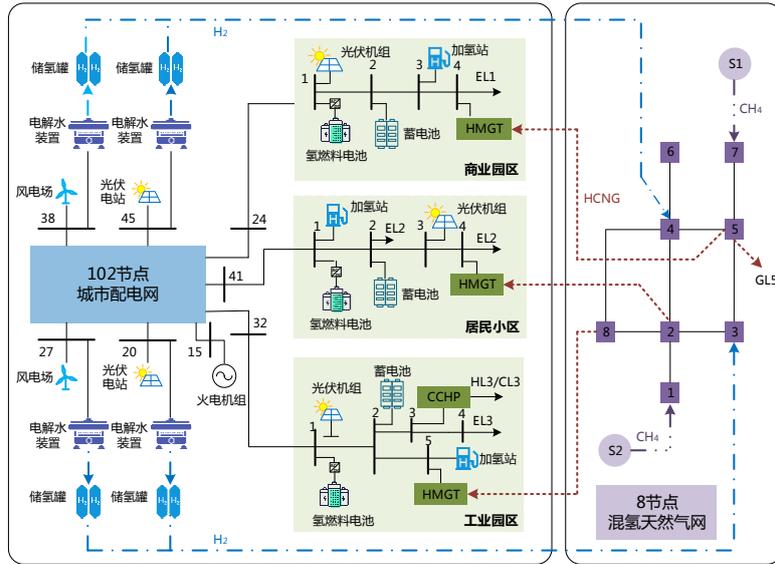


图 B1 102 节点城市配电网与 8 节点 HCNGN 耦合的 UIES 结构图

Fig.B1 Structure diagram of UIES coupled with 102-bus distribution network system and 8-node HCNGN

表 B1 设备运行参数

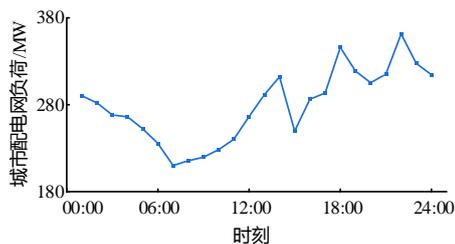
Table B1 Equipment operating parameters and values

参数	数值	参数	数值	参数	数值	参数	数值
$\eta_{P2G}$	0.6	$\eta_{HFC}$	0.85	$P_{g,max}$	50 MW	$R_{d,g}$	20 MW/h
$\eta_{in}$	0.95	$\eta_{RE}$	0.7	$a_g$	4.85 元/MW <sup>2</sup>	$R_{u,g}$	20 MW/h
$\eta_{out}$	0.95	$\eta_{EC}$	2.9	$b_g$	328 元/MW	$\tau_c$	0.3 元/(kW·h)
$\eta_{RH}$	0.96	$\eta_{CH}$	0.98	$c_g$	980 元	$\tau_t$	0.2 元/(kW·h)
$\eta_{EH}$	0.94	$\eta_{DIS}$	0.98	$\zeta_{PW}$	0.1 元/(kW·h)	$\lambda^{CO_2}$	100 元/tCO <sub>2</sub>
$\eta_{AC}$	1.2	$P_{HFC,max}$	480 kW	$\zeta_{PV}$	0.1 元/(kW·h)	$\varepsilon_{NG}$	53.03kg/GJ
$V_{Tank,min}$	133.2 m <sup>3</sup>	$P_{HFC,min}$	20 kW	$\zeta_{P2G}$	0.45 元/(kW·h)	$\delta_{PW}$	0.75 元/(kW·h)
$V_{Tank,max}$	2 130.7 m <sup>3</sup>	$P_{CH,max}$	100 kW	$\zeta_{HFC}$	0.15 元/(kW·h)	$\delta_{PV}$	0.75 元/(kW·h)
$P_{g,min}$	10 MW	$P_{DIS,max}$	100 kW	$\zeta_{ST}$	0.155 元/m <sup>3</sup>	$\xi_{HHV_{H_2}}$	12.789 MJ/Nm <sup>3</sup>

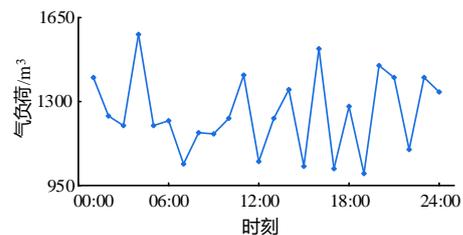
表 B2 气源运行参数

Table B2 Gas well operating parameters and values

节点	供气上限/m <sup>3</sup>	供气成本/(元·m <sup>-3</sup> )
1	3 000	1.97
7	3 000	1.97



(a) 城市配电网电负荷曲线



(b) HCNGN 气负荷曲线

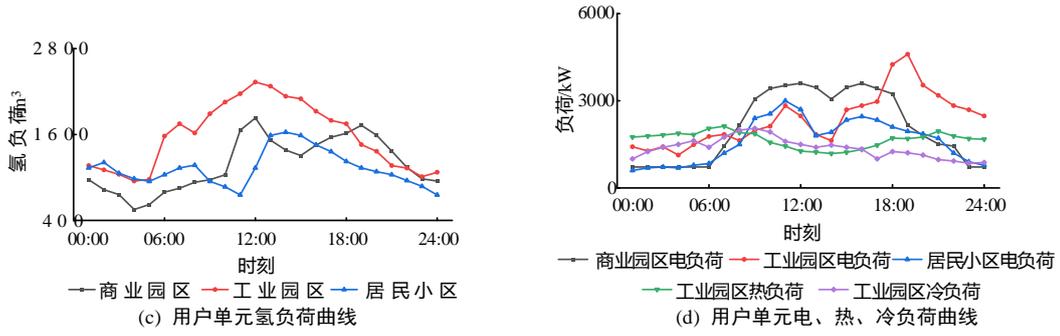


图 B2 负荷曲线

Fig.B2 Load curves

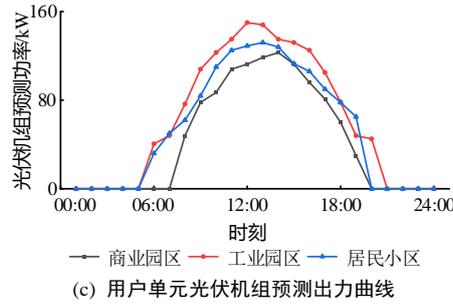
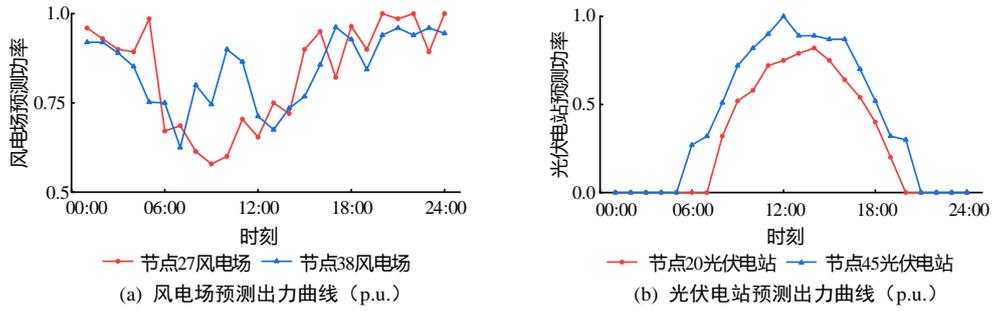


图 B3 风光预测出力曲线

Fig.B3 Wind-solar predicted output curves

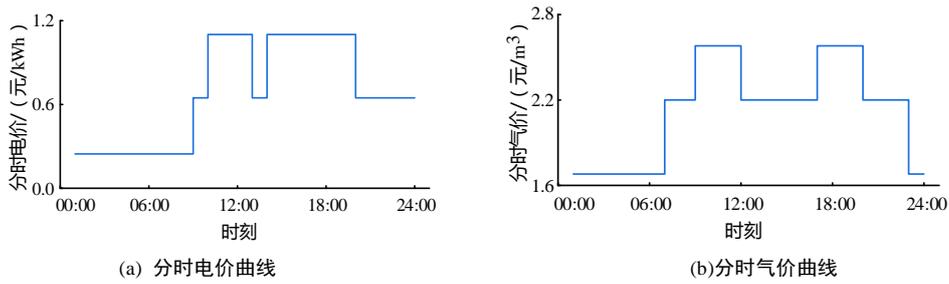


图 B4 分时电价与分时气价曲线

Fig.B4 Time-sharing electricity price and time-sharing gas price curves

## 附录 C

表 C1 不同场景下的运行成本

Table C1 Operating costs in different cases

场景	火电运行成本/万元	弃风弃光成本/万元	风光运维成本/万元	氢能单元运维成本/万元	气源供气成本/万元	需求响应成本/万元	用户购电成本/万元	用户购气成本/万元	储能运维成本/万元	冷热设备运维成本/万元	碳排放成本/万元	总成本/万元
1	11.39	211.32	66.03	0	7.71	0.32	10.97	1.91	0.07	0.26	3.09	313.06
2	11.39	191.63	68.66	13.3	1.78	0.33	8.73	2.56	0.07	0.38	3.13	301.95
3	11.39	163.21	72.45	76.44	7.55	0.30	9.28	1.81	0.07	0.23	3.07	345.79

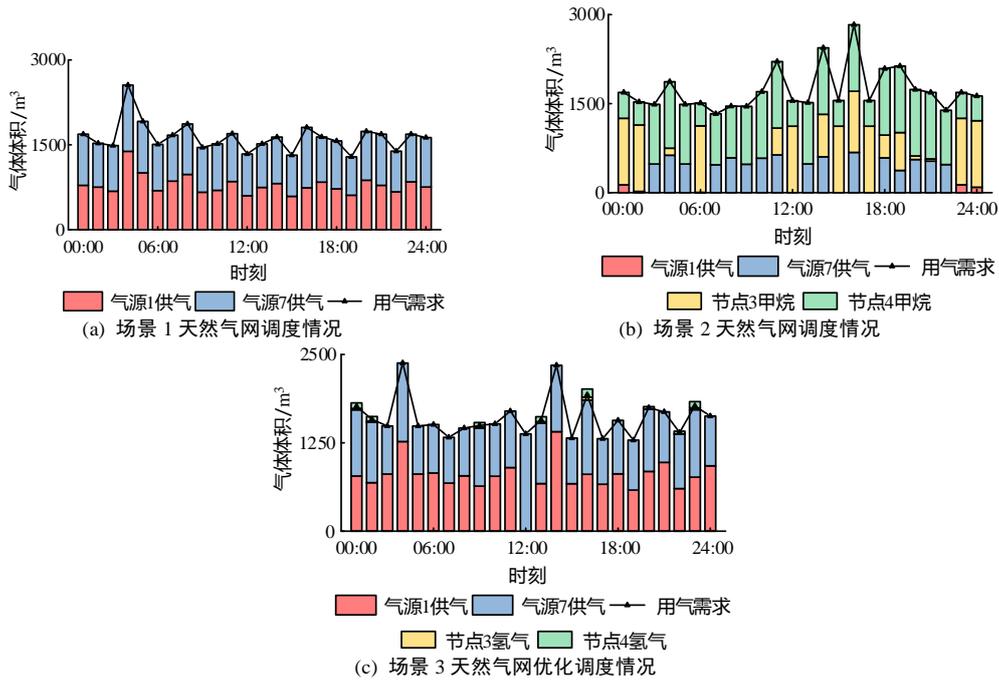


图 C1 不同场景下的天然气网调度情况

Fig.C1 Dispatching of natural gas networks in different cases

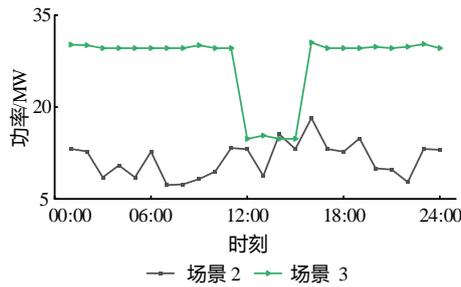


图 C2 不同场景下的电解水装置输入功率曲线

Fig.C2 Input power curve of P2H in different cases

表 C2 不同场景下的系统碳排放情况

Table C2 Result of system carbon emissions in different cases

场景	气网碳排放量/ tCO <sub>2</sub>	电网碳排放量/ tCO <sub>2</sub>	系统碳排放量/tCO <sub>2</sub>	系统度电碳排放量/[kg · (kW · h) <sup>-1</sup> ]
1	56.64	252.17	308.8	0.037
2	56.64	256.64	313.28	0.036
3	56.28	251.06	307.34	0.033

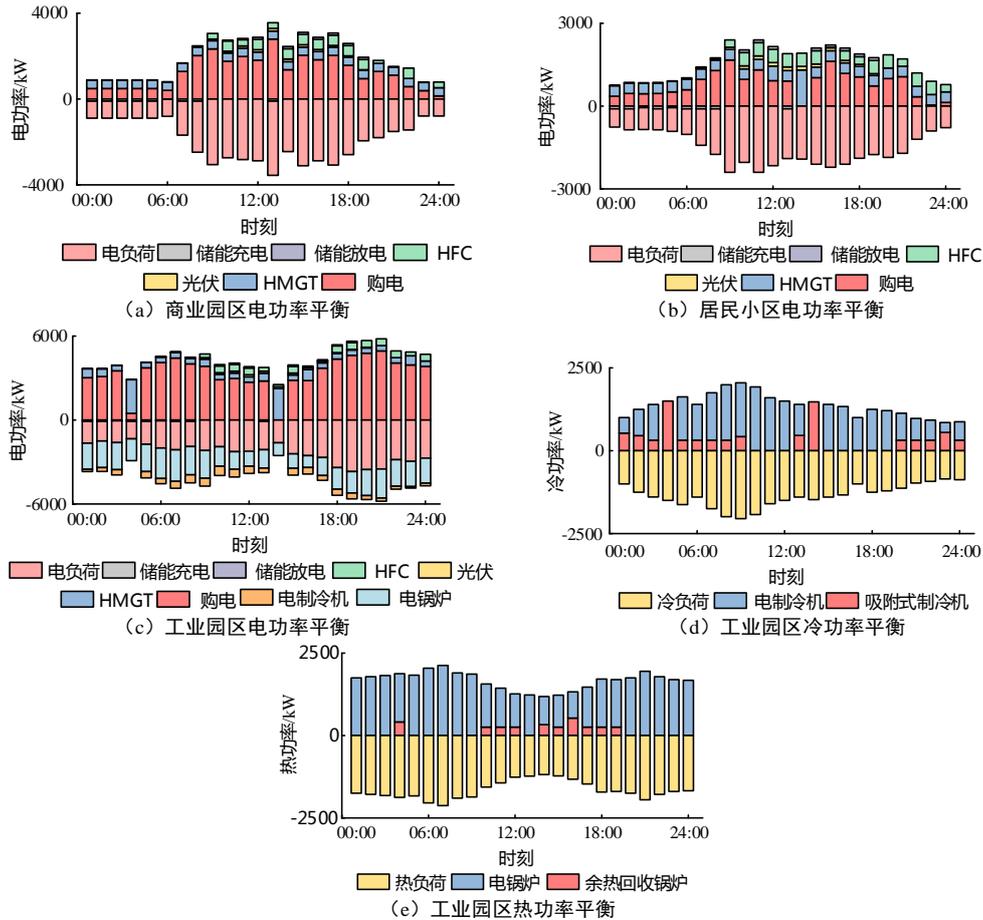


图 C3 用户单元多能流优化结果

Fig.C3 Multi-energy flow optimization of user units

表 C3 不同场景下用户单元电能量优化调度结果

Table C3 Electric energy dispatching of user units in different cases

用户单元	场景	负荷量/(MW·h)	购电量/(MW·h)
商业园区	6	50.11	34.81
	7	46.05	30.18
工业园区	6	56.9	81.45
	7	55.65	81.56
居民小区	6	39.03	20.78
	7	36.96	19.10

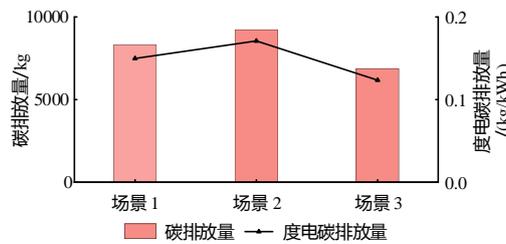


图 C4 不同场景下的工业园区碳排放情况

Fig. C4 Carbon emissions of industrial unit in different cases

表 C4 不同场景下的运行成本  
Table C4 Operating costs in different cases

场景	气源供气成本/万元	弃风弃光成本/万元	碳排放成本/万元	总成本/万元
8	9.14	166.94	3.22	348.85
9	7.52	163.33	3.07	345.60
10	7.55	163.21	3.07	345.79

表 C5 不同场景下的调度结果与 HCNG 碳减排系数  
Table C5 Optimization scheduling results and carbon emission indicators of HCNG in different cases

场景	总成本/万元	风光利用率/%	氢气注入总量/m <sup>3</sup>	气源供气量/m <sup>3</sup>	系统碳排放量/tCO <sub>2</sub>	HCNG 碳减排系数/(kg m <sup>-3</sup> )
11	346.9	76.71	148.05	40658.39	311.65	0.0025
12	345.79	76.9	699.86	38307.75	307.33	0.0062
13	345.9	76.92	1418.84	38402.41	307.53	0.0133
14	345.06	77.01	1555.87	36712.56	304.43	0.0149

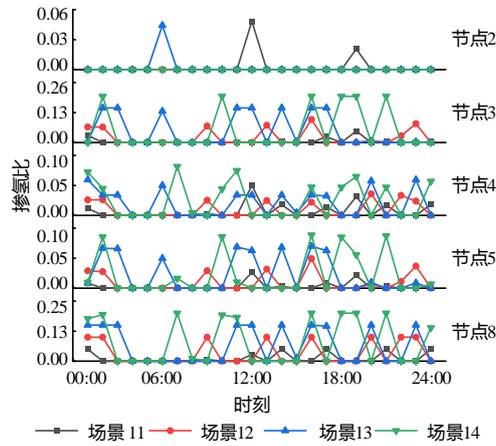


图 C5 不同场景下 HCNGN 节点掺氢比变化曲线

Fig.C5 Variation curve of hydrogen mix ratio of HCNGN nodes in different cases