

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.221371

# 考虑供需双侧响应和碳交易的氢能综合能源系统鲁棒调度

毕锐<sup>1</sup>, 王孝淦<sup>1</sup>, 袁华凯<sup>1</sup>, 王小明<sup>2</sup>

(1. 新能源利用与节能安徽省重点实验室(合肥工业大学), 安徽 合肥 230009;

2. 安徽省电力科学研究所, 安徽 合肥 230601)

**摘要:** “双碳”背景下, 为促进可再生能源消纳, 约束园区碳排放和应对可再生能源的随机性, 构建了含可逆固体氧化物电池(reversible solid oxide cell, RSOC)的园区氢能综合能源系统, 并提出考虑供需双侧响应、阶梯碳交易机制和可再生能源出力不确定的鲁棒调度模型。首先, 采用 RSOC 和储氢罐消纳可再生能源富余出力。其次, 引入有机朗肯循环(organic Rankine cycle, ORC)余热发电和综合需求响应构成供需双侧响应优化热电运行。然后, 通过鲁棒优化理论处理可再生能源的不确定性。接着以系统购能成本、碳交易成本、弃风光惩罚成本和需求响应成本之和最小为目标构建鲁棒调度模型, 并采用 CPLEX 求解。最后通过算例仿真结果验证了模型的有效性。

**关键词:** RSOC; 供需双侧响应; 碳交易机制; 氢能综合能源系统; 鲁棒调度

## Robust dispatch of a hydrogen integrated energy system considering double side response and carbon trading mechanism

BI Rui<sup>1</sup>, WANG Xiaogan<sup>1</sup>, YUAN Huakai<sup>1</sup>, WANG Xiaoming<sup>2</sup>

(1. Key Laboratory of New Energy Utilization and Energy Saving of Anhui Province, Hefei University of Technology, Hefei 230009, China; 2. State Grid Electric Power Research Institute of Anhui Province, Hefei 230601, China)

**Abstract:** Given the dual carbon goals, to promote renewable energy consumption, restrain carbon emission of the park and deal with the randomness of the renewable energy, this paper constructs a park-level hydrogen energy integrated energy system with reversible solid oxide cells (RSOC), and proposes a robust dispatching model considering both supply and demand responses, as well as a stepped carbon trading mechanism and taking into account the uncertainty of renewable energy. First, the RSOC and hydrogen storage tank are used to absorb the surplus output of renewable energy. Second, organic Rankine cycle (ORC) waste heat power generation and comprehensive demand response are introduced to form a double-side response to supply and demand to optimize thermoelectric operation. Then robust optimization theory is used to deal with the uncertainty of renewable energy. After that, a robust dispatching model is constructed with the goal of minimizing the sum of the system energy purchase carbon transaction, wind-solar penalty, and demand response costs, and is analyzed by CPLEX. Finally, the validity of the model is verified by the simulation results of an example.

This work is supported by the Science and Technology Major Projects of Anhui Province (No. 202203f07020003).

**Key words:** RSOC; double side response; carbon trading mechanism; hydrogen integrated energy system; robust dispatch

## 0 引言

工业革命以来, 大量的温室气体排放导致全球气候不断恶化, 气候变化已成为人类共同面临的挑战。促进能源低碳转型和构建高比例可再生能源渗

透的能源系统是实现“双碳”目标的必然选择。综合能源系统(integrated energy system, IES)可以实现能源梯级利用, 提高能源利用效率<sup>[1-2]</sup>。IES 中多能流动、多能耦合的特点可以适应高比例可再生能源的接入, 进而提高风光的消纳能力<sup>[3-4]</sup>。氢能作为一种清洁的二次能源, 具有零碳排放和长短期运行均适用的优点<sup>[5]</sup>。随着氢能技术的不断发展, 氢能将在 IES 应用中扮演越来越重要的角色<sup>[6]</sup>。

电转氢技术(power to hydrogen, P2H)具有转化

**基金项目:** 安徽省科技重大专项资助(202203f07020003); 安徽省自然科学基金能源互联网联合基金项目资助(2108085UD05); 国家电网有限公司科技项目资助(52120522000F)

效率高、不受地理环境限制和近乎零污染的特点,是应对可再生能源随机性、波动性和实现大规模可再生能源消纳的新兴技术<sup>[7]</sup>。然而现有对 P2H 技术的研究主要集中在单向转换方面,无法灵活地实现电氢之间双向转换,造成了电氢互补特性未被充分利用<sup>[8]</sup>。可逆固体氧化物电池(reversible solid oxide cell, RSOC)具有发电效率高、燃料适应性强、高温余热可回收等优点<sup>[9]</sup>,可以实现电氢之间的灵活转换以及电氢转换中的热耦合,在大型发电、分布式发电及热电联供、交通运输及调峰储能等领域具有广阔的应用前景<sup>[10]</sup>,是实现终端电能替代的有效途径之一<sup>[11]</sup>。

目前电转氢技术在能源系统中的应用已有研究。文献[12-13]针对氢储能系统建立了基于电氢混合储能的多微网优化配置模型和多能系统的规划模型;文献[14]建立了考虑光伏出力不确定性的氢能综合能源系统优化运行模型;文献[15-16]进一步建立了含氢能 IES 的两阶段规划运行模型,验证了氢能可以提高 IES 经济性能和能源利用率;文献[17-18]建立了电转气技术的精细化模型,探讨了电转氢和甲烷化的两阶段运行特性,研究了两阶段过程对 IES 调度的影响;文献[19]在建立电转气精细化模型的基础上,进一步考虑结合综合需求响应<sup>[20-21]</sup>的 IES 低碳调度,结果验证了所提模型可以有效地提高系统的经济性和低碳性。上述研究均验证了电转氢技术应用于 IES 中可降低系统的综合成本和提高可再生能源的消纳能力,但并未深度挖掘电转氢技术对提高 IES 低碳性能的潜力。

文献[22]建立了电热氢气多能耦合下 IES 的低碳经济调度模型,并验证了碳交易机制和电转氢技术相配合可以降低系统的整体碳排放;文献[23]在结合电热氢气多能耦合和阶梯碳交易的基础上,考虑了供需双侧响应的低碳经济调度模型,验证了该模型可以进一步提高系统的低碳性能。上述研究所讨论的电转氢技术仅仅局限于电氢的单向转换,未考虑双向能流的情况<sup>[24-26]</sup>。文献[24-25]将双向电转氢技术引入至 IES 中,构建了 RSOC 设备的容量配置模型和经济调度模型,并验证了模型可以有效地提高系统的经济性能;文献[26]构建了基于 RSOC 电氢一体站模型,验证了该模型可以有效利用氢能,提高系统的经济性和灵活性。

综上所述,目前已有学者开展了电热氢多能流在 IES 中的应用研究,但大多只考虑了单向 P2H 技术,并未深入涉及 RSOC 技术,同时也未深入考虑阶梯碳交易机制下氢能在 IES 中的低碳应用潜力。除此之外,现有的研究主要集中在将有机朗肯循环(organic Rankine cycle, ORC)应用于供需双侧响应<sup>[23]</sup>

技术中,少有研究将 RSOC 和供需双侧响应技术相结合,并且上述涉及 P2H 的调度应用研究中,未考虑源侧不确定性带来的系统运行风险。

因此,基于 RSOC 的特点<sup>[9]</sup>,本文首先构建了一种 RSOC 以氢储能形式作为电-热-氢转换枢纽的氢能综合能源系统;其次结合 RSOC 与供需双侧响应技术,优化系统热电运行;接着引入阶梯碳交易机制挖掘氢能 IES 的低碳效益;并采用鲁棒线性优化理论处理风光不确定性出力带来的系统运行风险,建立氢能 IES 的鲁棒调度模型。最后通过仿真分析验证了本文所提结构和模型在挖掘低碳潜力、降低系统风险和风电消纳能力的有效性。

## 1 基于 RSOC 的园区氢能 IES

### 1.1 可逆固体氧化物电池

目前,电解制氢主要设备有 RSOC、碱性电解池(alkaline electrolysis cell, AEC)和基于固态聚合物电解质的质子交换膜电解池(proton exchange membrane electrolysis cell, PEMEC, 或称为 solid polymer electrolyte, SPE)。在众多电解设备中,具有可逆特性的 RSOC 由于具有极高的电解和发电性能而备受关注。表 1 为 3 种主要电解技术的特性。

表 1 3 种电解技术的特性

| 类型     | AEC         | SPE       | RSOC       |
|--------|-------------|-----------|------------|
| 工作温度/℃ | 60~80       | 60~80     | 600~1000   |
| 电解效率/% | 60~75       | 70~80     | 85~100     |
| 发电效率/% | 45~60       | 45~50     | 35~60      |
| 特点     | 商业化程度高, 成本低 | 成本高, 灵活性高 | 运行效率高, 成本高 |

RSOC 是一种双向电制氢设备,可工作于固体氧化物电解池(solid oxide electrolytic cell, SOEC)模式与固体氧化物燃料电池(solid oxide fuel cell, SOFC)模式,可实现两种模式的灵活操作<sup>[8-9]</sup>,同时 RSOC 还具有高电解效率、高燃料利用率、产氢纯度高等优势,但其投资成本比单一电解池和燃料电池设备高。相较于同时安装电解池和燃料电池,RSOC 具有更优的经济性和灵活性。

### 1.2 园区氢能 IES 结构

图 1 为氢能综合能源系统<sup>[13]</sup>结构及能量流动图。可以看到,氢能综合能源系统通过能量产生、能量转换和储能技术满足用户的电热负荷。本文所建立的氢能综合能源系统主要由 RSOC、储氢罐(hydrogen tank, HT)、燃气轮机(gas turbin, GT)、ORC 余热发电装置、光伏电池(photovoltaic cell, PV)和风

机(wind turbine, WT)组成。

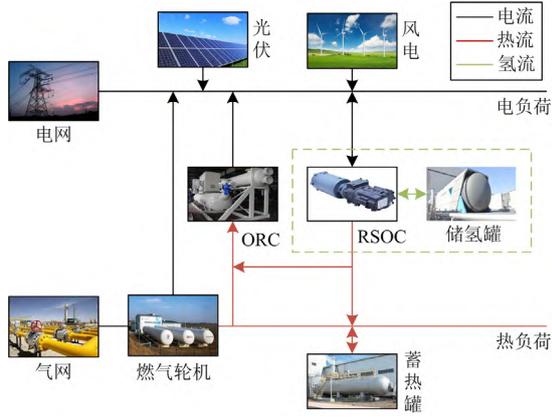


图1 园区氢能综合能源系统结构和能流图

Fig. 1 Structure and energy flow of park-level hydrogen energy system

RSOC 作为一种新型高效的能源设备, 可以深度耦合电-热-氢多能流<sup>[23-25]</sup>, 是实现能源行业低碳转型的手段。本文在传统的 IES 系统中引入 RSOC, 以氢储能的形式作为电-热-氢转换的枢纽, 并配合 GT 和 ORC 余热发电装置构成混合发电-发热系统。

### 1.3 基于 RSOC 园区氢能 IES 应用分析

RSOC 可以在电负荷低谷、电价较低和风光出力盈余时刻工作于 SOEC 模式, 将低成本电能转换为氢气。氢气即可以储存于储氢罐中, 实现不同时间尺度的能源互补, 也可以通过混氢天然气技术 (hydrogen-enriched compressed natural gas, HCNG) 混合在天然气管道为 GT 提供原料或向天然气公司出售<sup>[24]</sup>。

在负荷高峰时, RSOC 可工作于 SOFC 模式, 利用储氢罐储存的氢气, 通过氢电转换进行负荷削峰。同时, 由于 RSOC 工作于高温环境, 其 SOFC 模式具有良好的产热特性, 可与传统的热电联产设备相配合以弥补传统热电联产系统产能不足和灵活性调节不足的问题, 进而实现氢能的梯级利用, 为园区氢能综合能源系统提供清洁的电热源。在电负荷高峰、热负荷低谷时, 通过 ORC 余热发电装置将富余热能转换为电能, 扩大 GT 和 RSOC 的工作区间, 优化系统电热耦合性能。

尽管 RSOC 的造价仍旧较高, 但是由于其高温运行特性并未使用贵金属, 单位造价将在未来 10 年内持续下降<sup>[9]</sup>。可以预见, 随着能源互联网行业的不断发展和国内外氢能市场产业链的不断完善, RSOC 在未来具有广阔的发展前景。因此, 对基于 RSOC 的园区氢能综合能源系统优化运行进行研究具有较强的前瞻意义。

## 2 基于供需双侧响应的园区氢能 IES 建模

### 2.1 RSOC 数学模型

RSOC 的能量转换过程可分为 SOEC 电解制氢工作模式和 SOFC 产热产电工作模式。

$$\begin{cases} P_t^{\text{SOEC,H}} = P_t^{\text{SOEC}} \eta^{\text{SOEC}} \\ P_t^{\text{SOFC,e}} = \eta^{\text{SOFC}} P_t^{\text{SOFC,H}} \\ P_t^{\text{SOFC,h}} = \frac{P_t^{\text{SOFC,e}}}{\eta^{\text{SOFC}}} (1 - \eta^{\text{SOFC}}) \end{cases} \quad (1)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_t^{\text{SOEC}} \leq P^{\text{RSOC,max}} \\ \Delta P^{\text{SOEC,min}} \leq P_t^{\text{SOEC}} - P_{t-1}^{\text{SOEC}} \leq \Delta P^{\text{SOEC,max}} \\ 0 \leq P_t^{\text{SOFC}} \leq P^{\text{RSOC,max}} \\ \Delta P^{\text{SOFC,min}} \leq P_t^{\text{SOFC}} - P_{t-1}^{\text{SOFC}} \leq \Delta P^{\text{SOFC,max}} \end{cases} \quad (2)$$

式中:  $P_t^{\text{SOEC,H}}$ 、 $P_t^{\text{SOEC}}$  和  $\eta^{\text{SOEC}}$  分别为 SOEC 模式下的产氢功率、耗电功率和电解效率;  $P_t^{\text{SOFC,H}}$ 、 $P_t^{\text{SOFC,e}}$ 、 $P_t^{\text{SOFC,h}}$  和  $\eta^{\text{SOFC}}$  分别为 SOFC 模式下的耗电功率、产电功率、产热功率和发电效率;  $P^{\text{RSOC,max}}$  为 RSOC 的最大功率;  $\Delta P^{\text{SOEC,max}}$  和  $\Delta P^{\text{SOEC,min}}$  分别为 SOEC 模式下的最大和最小爬坡功率;  $\Delta P^{\text{SOFC,max}}$  和  $\Delta P^{\text{SOFC,min}}$  分别为 SOFC 模式下的最大和最小爬坡功率。

### 2.2 储氢罐数学模型

$$S_t^{\text{HT}} = S_{t-1}^{\text{HT}} (1 - \mu^{\text{HT,loss}}) + (\eta^{\text{HT,cha}} P_t^{\text{HT,cha}} - \frac{P_t^{\text{HT,dis}}}{\eta^{\text{HT,dis}}}) \Delta t \quad (3)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_t^{\text{HT,cha}} \leq u_t^{\text{HT}} P^{\text{HT,max}} \\ 0 \leq P_t^{\text{HT,dis}} \leq (1 - u_t^{\text{HT}}) P^{\text{HT,max}} \\ S_0^{\text{HT}} = S_T^{\text{HT}} \\ S^{\text{HT,min}} \leq S_t^{\text{HT}} \leq S^{\text{HT,max}} \end{cases} \quad (4)$$

式中:  $S_t^{\text{HT}}$  为  $t$  时刻的储氢罐存储的能量;  $\eta^{\text{HT,cha}}$ 、 $\eta^{\text{HT,dis}}$  和  $\mu^{\text{HT,loss}}$  分别为储氢罐氢气充、放效率和自损耗系数;  $\Delta t$  为时间步长, 取 1 h;  $P_t^{\text{HT,cha}}$  和  $P_t^{\text{HT,dis}}$  分别为储氢罐的充氢和放氢功率;  $u_t^{\text{HT}}$  为储氢罐的充能状态标识, 取 1 表示处于充氢状态;  $S_0^{\text{HT}}$  和  $S_T^{\text{HT}}$  分别表示初始时刻和末时刻的氢储能容量;  $P^{\text{HT,max}}$  为储氢罐的最大充放功率;  $S^{\text{HT,max}}$ 、 $S^{\text{HT,min}}$  分别为储氢罐的最大、最小容量。

### 2.3 燃气轮机数学模型

$$\begin{cases} P_t^{\text{GT,e}} = \eta^{\text{GT}} P_t^{\text{GT,in}} \\ P_t^{\text{GT,h}} = \alpha^{\text{GT}} \eta^{\text{GT}} P_t^{\text{GT,in}} \end{cases} \quad (5)$$

$$\begin{cases} \xi^{\text{GT}} P^{\text{GT,max}} \leq P_t^{\text{GT,in}} \leq P^{\text{GT,max}} \\ \Delta P^{\text{GT,min}} \leq P_t^{\text{GT,in}} - P_{t-1}^{\text{GT,in}} \leq \Delta P^{\text{GT,max}} \end{cases} \quad (6)$$

式中:  $P_t^{\text{GT,in}}$ 、 $P_t^{\text{GT,e}}$ 、 $\eta^{\text{GT}}$ 、 $P_t^{\text{GT,h}}$  和  $\alpha^{\text{GT}}$  分别为 GT

的输入天然气功率、输出电功率、发电效率、输出热功率和热电比;  $\xi^{GT}$  表示燃气轮机的最小负载率;  $P^{GT,max}$  为燃气轮机的最大功率;  $\Delta P^{GT,max}$  和  $\Delta P^{GT,min}$  分别为燃气轮机的最大和最小爬坡功率。

## 2.4 储热罐数学模型

$$S_t^{HS} = S_{t-1}^{HS}(1 - \mu^{HS,loss}) + (P_t^{HS,cha} \eta^{HS,cha} - \frac{P_t^{HS,dis}}{\eta^{HS,dis}}) \Delta t \quad (7)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_t^{HS,cha} \leq u_t^{HS} P^{HS,max} \\ 0 \leq P_t^{HS,dis} \leq (1 - u_t^{HS}) P^{HS,max} \\ S_0^{HS} = S_T^{HS} \\ S^{HS,min} \leq S_t^{HS} \leq S^{HS,max} \end{cases} \quad (8)$$

式中:  $S_t^{HS}$  为  $t$  时刻蓄热罐存储的能量;  $\eta^{HS,cha}$ 、 $\eta^{HS,dis}$  和  $\mu^{HS,loss}$  分别为蓄热罐热能充、放效率和自损耗系数;  $P_t^{HS,cha}$  和  $P_t^{HS,dis}$  分别为蓄热罐的充热和放热功率;  $u_t^{HS}$  为蓄热罐的充能状态标识, 取 1 表示处于蓄热状态;  $S_0^{HS}$  和  $S_T^{HS}$  分别表示初始时刻和末时刻的热储能容量;  $P^{HS,max}$  为蓄热罐的最大充放功率;  $S^{HS,max}$  和  $S^{HS,min}$  分别为蓄热罐的最大、最小容量。

## 2.5 基于综合需求响应和 ORC 的供需双侧响应模型

本文构建的供需双侧响应模型由两部分组成: 一部分是荷侧的综合需求响应模型; 另一部分是 ORC 余热发电装置构成的源侧灵活响应, 由于 ORC 余热发电电能灵活适应 GT 和 RSOC 电热出力, 与综合需求响应有相似的效果, 因此将其与综合需求响应结合构成供需双侧响应。

### 2.5.1 基于 ORC 的源侧响应模型

ORC 余热发电装置主要由工质循环冷凝器、工质循环泵、预热器、蒸发器和热电转换的汽轮机构成。其工作原理为有机工质在蒸发器中吸收余热产生高温高压蒸汽, 蒸汽带动膨胀机旋转进而推动汽轮机旋转发电, 产生的乏气进入冷凝器冷却为液体, 由工质泵打入蒸发器, 完成整个循环, 工作原理见图 2。

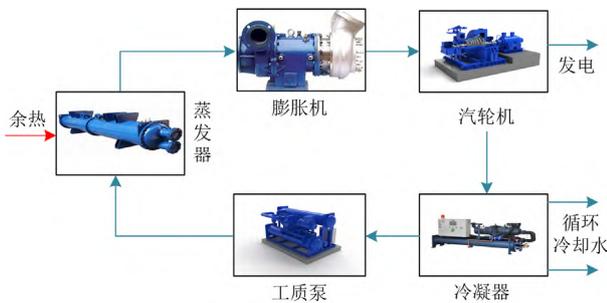


图 2 ORC 余热发电原理图

Fig. 2 Principle diagram of ORC waste heat power generation

由于园区典型工况下电负荷与热负荷会有明显的需求差, 进而出现热能盈余, 采用 ORC 余热发电装置可以将富余的热能转换为电能, 减少系统的外购能成本, 提高系统的能源利用率。图 3 为氢能 IES 基于 ORC 的热电耦合图。

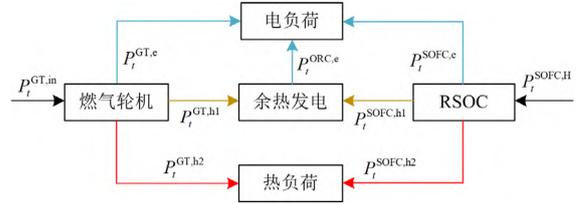


图 3 基于 ORC 的热电耦合图

Fig. 3 Thermoelectric coupling system with ORC

考虑引入 ORC 后的协同减排效益和热电耦合性能, 进一步构建 ORC 余热发电装置的数学模型, 如式(9)所示。

$$\begin{cases} P_t^{ORC,e} = P_t^{ORC,in} \eta^{ORC} \\ 0 \leq P_t^{ORC,in} \leq P^{ORC,max} \\ \Delta P^{ORC,min} \leq P_t^{ORC,in} - P_{t-1}^{ORC,in} \leq \Delta P^{ORC,max} \end{cases} \quad (9)$$

式中:  $P_t^{ORC,e}$ 、 $P_t^{ORC,in}$  分别为 ORC 余热发电装置的余热发电功率和消耗的余热功率;  $\eta^{ORC}$  为 ORC 余热发电装置的发电效率;  $P^{ORC,max}$  为 ORC 余热发电装置的最大功率;  $\Delta P^{ORC,max}$  和  $\Delta P^{ORC,min}$  分别为 ORC 余热发电装置爬坡功率的最大值和最小值。

$$\begin{cases} P_t^{GT,h} = P_t^{GT,h1} + P_t^{GT,h2} \\ P_t^{SOFC,h} = P_t^{SOFC,h1} + P_t^{SOFC,h2} \\ P_t^{ORC,in} = P_t^{SOFC,h1} + P_t^{GT,h1} \\ P_t^{ORC,e} = (P_t^{SOFC,h1} + P_t^{GT,h1}) \eta^{ORC} \end{cases} \quad (10)$$

式中:  $P_t^{GT,h1}$ 、 $P_t^{GT,h2}$  分别表示燃气轮机分配给余热发电装置和供给热负荷的热功率;  $P_t^{SOFC,h1}$ 、 $P_t^{SOFC,h2}$  分别表示 RSOC 供给余热发电装置的热功率和直接供给热负荷的功率。

### 2.5.2 综合需求响应模型

1) 可削减负荷模型: 负荷削减是园区氢能 IES 调度控制中心针对用户侧可削减负荷采取的一种直接负荷控制手段。由于本文系统中 RSOC 以氢储能方式工作, 同时实际系统中氢负荷较小, 故负荷类型中仅考虑了电、热负荷。

$$P_t^{cut,i} = \bar{P}_t^{cut,i} + \Delta P_t^{cut,i} \quad (11)$$

$$\Delta P_t^{cut,i,min} \leq \Delta P_t^{cut,i} \leq \Delta P_t^{cut,i,max} \quad (12)$$

式中:  $i \in \{load, hload\}$ ,  $e$ load 代表电负荷,  $h$ load 代表热负荷;  $\bar{P}_t^{cut,i}$  和  $P_t^{cut,i}$  分别表示第  $i$  种负荷  $t$  时

段可削减负荷参与需求响应前、后的负荷值； $\Delta P_t^{\text{cut},i}$  表示第  $i$  种负荷  $t$  时刻削减的负荷量，恒为负值； $\Delta P_t^{\text{cut},i,\text{min}}$  表示第  $i$  种负荷  $t$  时刻最小削减负荷量； $\Delta P_t^{\text{cut},i,\text{max}}$  表示第  $i$  种负荷  $t$  时刻最大削减负荷量。

2) 可转移负荷模型：可转移负荷表现为需求的能量可以从一段时间转移至另一段时间，并且保持该负荷在整个调度周期内总量保持不变。

$$P_t^{\text{sht},i} = \bar{P}_t^{\text{sht},i} + P_t^{\text{sht},i,\text{in}} - P_t^{\text{sht},i,\text{out}} \quad (13)$$

$$0 \leq P_t^{\text{sht},i,\text{in}} \leq \bar{P}_t^{\text{sht},i} \quad (14)$$

$$0 \leq P_t^{\text{sht},i,\text{out}} \leq \bar{P}_t^{\text{sht},i} \quad (15)$$

$$\sum_{t=1}^T P_t^{\text{sht},i,\text{in}} = \sum_{t=1}^T P_t^{\text{sht},i,\text{out}} \quad (16)$$

式中： $i \in \{\text{eload}, \text{hload}\}$ ； $\bar{P}_t^{\text{sht},i}$ 、 $P_t^{\text{sht},i}$  分别表示第  $i$  种负荷  $t$  时段可转移负荷参与需求响应前、后的负荷值； $P_t^{\text{sht},i,\text{in}}$ 、 $P_t^{\text{sht},i,\text{out}}$  分别表示第  $i$  种负荷  $t$  时段转入和转出的负荷值； $T$  代表 24 h。

3) 可替代负荷模型：综合负荷响应除了需要考虑电、热负荷各自的响应特性，还需要考虑不同类型负荷之间的关联关系，因此采用可替代负荷进行建模。可替代负荷表现为某种能量在一段时间转换为另一种能量，而不影响用户的使用满意度。

$$P_t^{\text{rep},\text{eload}} + k^{\text{he}} P_t^{\text{rep},\text{hload}} = 0 \quad (17)$$

式中， $P_t^{\text{rep},\text{eload}}$ 、 $k^{\text{he}}$  和  $P_t^{\text{rep},\text{hload}}$  分别表示  $t$  时刻电能的替代量、热电转换系数和热能的替代量。

### 3 园区氢能 IES 鲁棒调度模型

#### 3.1 目标函数

$$\min C^{\text{IDR}} + C^{\text{fuel}} + C^{\text{pen}} + C^{\text{env}} \quad (18)$$

$$C^{\text{fuel}} = \sum_{t=1}^T (c^{\text{grid}} P_t^{\text{buy}} + c^{\text{gas}} P_t^{\text{GT},\text{in}}) \Delta t \quad (19)$$

$$C^{\text{pen}} = \tau \sum_{t=1}^T (P_t^{\text{pre}} - P_t^{\text{res}}) \Delta t \quad (20)$$

$$C^{\text{IDR}} = \delta^{\text{cut}} |\Delta P_t^{\text{cut},i}| + \delta^{\text{sht}} |P_t^{\text{sht},i,\text{in}} - P_t^{\text{sht},i,\text{out}}| \quad (21)$$

式中： $C^{\text{IDR}}$ 、 $C^{\text{fuel}}$ 、 $C^{\text{pen}}$ 、 $C^{\text{env}}$  分别表示需求响应的补偿成本、外购能成本、弃风弃光的惩罚成本和碳交易成本； $c^{\text{grid}}$  表示电网的购买电价； $c^{\text{gas}}$  表示购买的气价； $P_t^{\text{buy}}$  表示  $t$  时刻购买的电能； $\tau$ 、 $P_t^{\text{pre}}$  和  $P_t^{\text{res}}$  分别表示弃风弃光的单位惩罚成本、风光的预测出力 and 实际出力； $\delta^{\text{cut}}$ 、 $\delta^{\text{sht}}$  分别表示可中断负荷和可转移负荷的补偿成本。由于可替代型负荷不影响用户的使用满意度，因此，本文不考虑替代型负荷的补偿成本。

#### 3.2 系统功率平衡约束

##### 1) 电能供需平衡约束

$$\begin{cases} P_t^{\text{PV}} + P_t^{\text{WT}} + P_t^{\text{buy}} + P_t^{\text{ORC},\text{e}} + P_t^{\text{SOFC},\text{e}} + P_t^{\text{GT},\text{e}} = \\ P_t^{\text{eload}} + P_t^{\text{SOEC}} \\ P_t^{\text{eload}} = P_t^{\text{base},\text{eload}} + P_t^{\text{cut},\text{eload}} + P_t^{\text{sht},\text{eload}} + P_t^{\text{rep},\text{eload}} \end{cases} \quad (22)$$

式中： $P_t^{\text{PV}}$ 、 $P_t^{\text{WT}}$  分别表示  $t$  时刻光伏和风机的实际出力； $P_t^{\text{eload}}$ 、 $P_t^{\text{base},\text{eload}}$  分别表示电负荷和固定负荷。

##### 2) 热能供需平衡约束

$$\begin{cases} P_t^{\text{GT},\text{h2}} + P_t^{\text{SOFC},\text{h2}} = P_t^{\text{hload}} \\ P_t^{\text{hload}} = P_t^{\text{base},\text{hload}} + P_t^{\text{cut},\text{hload}} + P_t^{\text{sht},\text{hload}} + P_t^{\text{rep},\text{hload}} \end{cases} \quad (23)$$

式中， $P_t^{\text{hload}}$ 、 $P_t^{\text{base},\text{hload}}$  分别表示  $t$  时刻的热负荷和固定热负荷。

##### 3) 氢能平衡约束

$$P_t^{\text{SOEC},\text{H}} + P_t^{\text{HT},\text{out}} = P_t^{\text{HT},\text{in}} + P_t^{\text{SOFC},\text{H}} \quad (24)$$

#### 3.3 阶梯碳交易机制

##### 3.3.1 碳交易配额分配

本文将 GT 的发电量折算成供热量，并根据总的供热量分配免费碳排放配额。

$$\begin{cases} E^* = E^{\text{buy},*} + E^{\text{GT},*} \\ E^{\text{buy},*} = \sum_{t=1}^T \beta^{e,*} P_t^{\text{buy}} \Delta t \\ E^{\text{GT},*} = \beta^{\text{h},*} (\sum_{t=1}^T P_t^{\text{GT},\text{h}} + \varphi^{\text{e,h}} \sum_{t=1}^T P_t^{\text{GT},\text{e}}) \Delta t \end{cases} \quad (25)$$

式中： $E^*$ 、 $E^{\text{buy},*}$ 、 $E^{\text{GT},*}$  分别为园区氢能 IES 的总碳排放配额、外购电力碳排放配额、GT 的碳排放配额； $\beta^{e,*}$  为单位电量的碳排放配额； $\beta^{\text{h},*}$  为单位热量的碳排放配额； $\varphi^{\text{e,h}}$  为电热转换系数。

##### 3.3.2 碳排放模型

$$\begin{cases} E = E^{\text{buy}} + E^{\text{GT}} \\ E^{\text{buy}} = \sum_{t=1}^T \beta^e P_t^{\text{buy}} \Delta t \\ E^{\text{GT}} = \beta^{\text{h}} (\sum_{t=1}^T P_t^{\text{GT},\text{h}} + \varphi^{\text{e,h}} \sum_{t=1}^T P_t^{\text{GT},\text{e}}) \Delta t \end{cases} \quad (26)$$

式中： $E$ 、 $E^{\text{buy}}$ 、 $E^{\text{GT}}$  分别为园区氢能 IES 的总碳排放量、外购电能碳排放量和 GT 的碳排放量； $\beta^e$  为外购电量的单位碳排放量； $\beta^{\text{h}}$  为 GT 产热的单位热量对应的碳排放量。

##### 3.3.3 阶梯碳交易成本

根据建立的碳配额分配模型和碳排放模型，可以得到阶梯碳交易成本模型。

$$C^{\text{env}} = \begin{cases} c(E - E^*), 0 < E - E^* \leq d \\ cd + c(1 + \alpha)(E - E^* - d), \\ \quad d < E - E^* \leq 2d \\ c(2 + \alpha)d + c(1 + 2\alpha)(E - E^* - 2d), \\ \quad 2d < E - E^* \leq 3d \end{cases} \quad (27)$$

式中:  $c$  为碳交易基价;  $d$  为碳排放区间的长度;  $\alpha$  为碳排放区间所对应碳交易价格的增长幅度。

### 3.4 鲁棒调度模型

#### 3.4.1 不确定性处理

本文采用鲁棒线性优化理论<sup>[26]</sup>处理风光出力的不确定性,在鲁棒优化理论中参数的不确定性由不确定集合表示,本文采用多面体不确定集控制风光的不确定性。

$$\Phi(\Gamma^j) = \{a_j \mid a_{jk} \in [a_{jk} - \eta_{jk} \hat{a}_{jk}, a_{jk} + \eta_{jk} \hat{a}_{jk}], \\ 0 \leq \eta_{jk} \leq 1, \sum_{k \in J_j} \eta_{jk} \leq \Gamma^j\} \quad (28)$$

式中:  $a_j$  表示矩阵  $A$  中第  $j$  行的不确定元素个数;  $a_{jk}$  表示矩阵  $A$  中的不确定元素;  $\eta_{jk}$  表示随机波动的参数,表征了不确定参数的波动程度;  $\hat{a}_{jk}$  表示不确定参数的波动偏差值;  $J_j$  表示第  $j$  行不确定参数的个数;  $\Gamma^j$  表示鲁棒风险指标,  $\Gamma^j \in [0, 1]$ , 此指标决定了参数的波动范围,当  $\Gamma^j$  取值为 1 时表示此时波动值变化为最大,  $\Gamma^j$  取值为 0 时表示为确定性模型。

#### 3.4.2 鲁棒对等模型

本文主要考虑源侧的不确定性,即模型中考虑风光出力的不确定性。详细的推导过程可参考文献<sup>[27-28]</sup>。

$$\begin{cases} 0 \leq P_t^{\text{PV}} \leq P_t^{\text{PV,pre}} \\ 0 \leq P_t^{\text{WT}} \leq P_t^{\text{WT,pre}} \end{cases} \quad (29)$$

式中,  $P_t^{\text{WT,pre}}$ 、 $P_t^{\text{PV,pre}}$  分别表示风、光的预测出力。然而风光的出力具有不确定性,采用鲁棒线性优化理论进行处理得到鲁棒对等模型为

$$\begin{cases} P_t^j + \Gamma^j v_t^j + q_t^j \leq P_t^{j,\text{pre}} \\ v_t^j + q_t^j \geq \hat{P}_t^j y_t^j \\ y_t^j \geq 1 \\ v_t^j, q_t^j \geq 0 \\ j \in \{\text{PV, WT}\} \end{cases} \quad (30)$$

式中:  $v_t^j$ 、 $q_t^j$  和  $y_t^j$  为处理光伏和风电不确定性引入的辅助变量;  $\hat{P}_t^j$  为光伏和风电的波动值。

## 4 算例分析

为验证本文所提结构和模型的有效性,以图 1 结构为基础构造算例进行验证。选取包含风、光、氢和天然气资源的园区,该系统包含燃气轮机、风力发电机、光伏设备、RSOC、储氢罐和热储能设备。在本算例中,不考虑各设备运行时的运维成本,其中运行调度时间以 24 h 为一个周期,电价采用分时电价,时间步长  $\Delta t = 1$  h。假设系统中 RSOC 和 GT 设备初始状态为停运状态。氢气的低热值为 3.57 kWh,天然气的低热值为 9.73 kWh。系统中设备参数见附录 A 表 A1。园区中电氢能源系统的风光出力和电热负荷需求见附录 A 图 A1 和图 A2。

同时,本文设置以下 4 种场景,对比本文在基于供需双侧响应和 RSOC 作为氢储能设备在提高系统的热电耦合效用、低碳效益和经济效益等方面的差异,其中 4 种场景都包含 ORC 和 RSOC。

1) 不考虑碳交易机制,也不考虑综合需求响应的调度模型;

2) 不考虑阶梯式碳交易机制,但考虑综合需求响应的调度模型;

3) 考虑阶梯式碳交易机制,但不考虑综合需求响应的调度模型;

4) 考虑阶梯式碳交易机制以及综合需求响应的调度模型。

### 4.1 调度结果分析

本文的调度结果从经济性、低碳性和提高风电的消纳能力出发,验证本文所提模型的有效性。4 种场景下的综合成本如表 2 所示。从表 2 可知,相比于场景 1,场景 2 的总成本降低了 19.5%,负荷响应有效地降低了系统的运行成本;由于场景 3 在目标函数中考虑了碳交易成本,相较场景 1,总成本增加了 8.7%,但碳排放量降低了 150.9 kg,可以看出考虑阶梯式碳交易机制有效地降低了系统的碳排放强度;场景 4 总成本相比于场景 1 和场景 3 分别降低了 9.23%和 16.5%,其碳排放强度分别降低了 27.19%和 22.01%。从表 2 可以看出,场景 4 相较于其他 3 种场景在提高风光消纳能力和降低碳排放方面具有良好的效果。

表 2 4 种场景的调度结果

| 场景 | 总成本/元  | 碳交易成本/元 | 购能成本/元 | DR 成本/元 | 弃风弃光成本/元 | 碳排放量/kg |
|----|--------|---------|--------|---------|----------|---------|
| 1  | 3198.6 | 0       | 3195.0 | 0       | 3.7      | 2270.1  |
| 2  | 2675.1 | 0       | 2524.0 | 148.6   | 2.6      | 2110.5  |
| 3  | 3477.8 | 254.5   | 3217.0 | 0       | 6.32     | 2119.2  |
| 4  | 2903.2 | 177.9   | 2602.1 | 123.1   | 0        | 1652.7  |

### 4.2 RSOC 运行分析

在本文所提考虑阶梯式碳交易机制和供需双侧响应的低碳运行场景中,以场景4为例进行RSOC运行分析。RSOC的出力见附录A图A3所示。可知在01:00—05:00时段内,风电的出力较高并且此时的外购电价处于低谷时期,RSOC运行于SOEC模式,将低价和富余的电能转换为氢能储存起来。此时储氢罐处于充氢状态,而其他时段由于风光出力用于供应电负荷,所以RSOC不工作,储氢罐处于静止状态。结合附录A图A3可以看出,在14:00—18:00和22:00—23:00时段内,RSOC处于SOFC模式,储氢罐处于放氢状态,将氢气提供给RSOC实现热电联产,实现了氢能的梯级利用。

### 4.3 热电优化运行分析

#### 4.3.1 确定性热电优化运行分析

图4和图5分别为场景4的电、热功率平衡图,其主要由可再生能源、燃气轮机、RSOC和ORC联合出力。

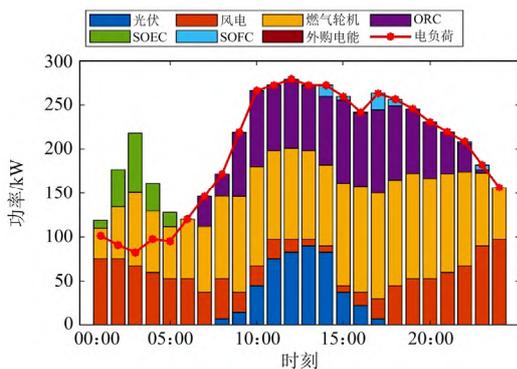


图4 场景4的电功率平衡

Fig. 4 Electric power balance in case 4

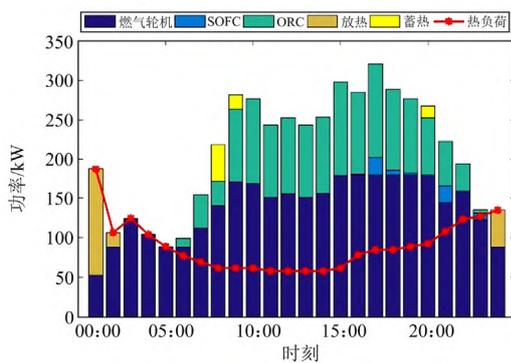


图5 场景4的热功率平衡

Fig. 5 Heat power balance in case 4

将鲁棒调节系数设置为0,此时未考虑可再生能源出力的不确定性。在01:00—05:00时段,RSOC处于SOEC工作模式,由于系统没有多余的热源,

燃气轮机处于高热出力工作状态,并且在01:00—02:00时段,蓄热罐配合燃气轮机放出大量的热能,以满足该时期的高热负荷需求。在06:00—12:00时段,电负荷需求增高,热负荷需求降低,此时蓄热罐开始工作于蓄热状态,与ORC余热发电装置配合消纳多余的热能。在12:00—15:00时段,电负荷处于第一个高峰时期,而热负荷处于低谷时期,此时系统主要由燃气轮机和ORC余热发电装置承担主要的供电需求。在16:00—19:00时段,电负荷处于第二个高峰时段,热负荷需求开始增高,RSOC工作于SOFC模式,发挥燃料电池热电联产的作用,为系统提供部分电能和热能。在20:00—24:00时段,电负荷需求降低,热负荷需求开始增加,此时ORC余热发电装置出力开始减小并逐渐停止工作,此时RSOC处于SOFC模式,提供部分电能和热能,当热负荷持续升高时,蓄热罐开始工作于放热状态,与RSOC、GT配合为用户提供热能。

#### 4.3.2 不确定性热电优化运行分析

以鲁棒调节系数为0.5时的结果为例,分析各单元设备的优化情况。图6和图7分别为 $\Gamma = 0.5$ 时的电、热功率平衡图。从图6中可以看出,在01:00—05:00时段,RSOC处于SOEC工作模式,此工作情况与确定性情况并无太大的差异;但是由于鲁棒调节系数的存在,RSOC处于SOEC工作模式的出力值要小于确定出力值,这是因为增加了系统的保守程度,风光出力存在恶劣情况导致出力值减小;同时在整个电负荷高峰时段,ORC余热发电装置开始工作,并配合燃气轮机快速跟踪电负荷的变化。并且从图6和图7中可以看出,在鲁棒调节系数为0.5的情况下,RSOC处于SOFC工作模式时,其出力较确定情况下的小,这是由于风光出力处于恶劣情况,RSOC处于SOEC模式下的电解氢气较少,导致后续RSOC的热电联产效果较弱。

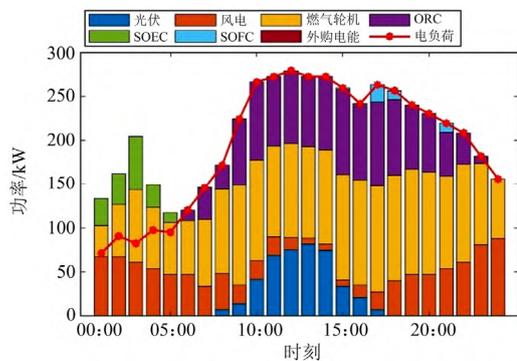


图6  $\Gamma = 0.5$ 时的电平衡功率

Fig. 6 Electric power balance with  $\Gamma = 0.5$

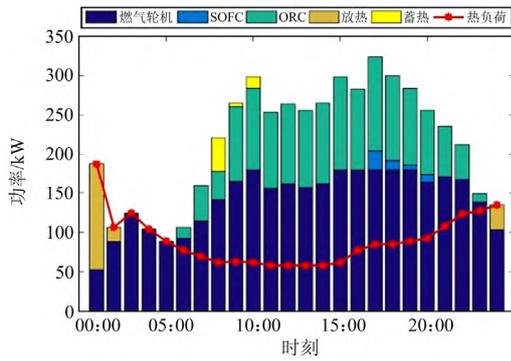


图 7  $\Gamma = 0.5$  时的热功率平衡

Fig. 7 Heat power balance with  $\Gamma = 0.5$

通过分析上述两种不同情况可知, 不管是确定运行还是不确定运行, 本文所提模型在优化热电耦合都有良好的作用。

#### 4.4 不同鲁棒调节系数下的调度结果

为比较不同风光出力不确定参数对系统调度结果的影响, 分别设置鲁棒调节系数  $\Gamma = 0、0.25、0.5、0.75、1$  下的 5 种仿真情景, 结果如表 3 所示。

表 3 不同鲁棒调节系数取值的调度结果

Table 3 Dispatch result in different robust coefficients

| $\Gamma$ 取值 | 总成本/元   | 碳成本/元  | 购能成本/元  | 弃风弃光成本/元 | DR 成本/元 |
|-------------|---------|--------|---------|----------|---------|
| 0           | 2903.22 | 177.98 | 2602.1  | 0.00     | 123.1   |
| 0.25        | 2974.08 | 181.73 | 2656.92 | 12.30    | 123.1   |
| 0.5         | 2986.33 | 182.41 | 2666.70 | 14.10    | 123.1   |
| 0.75        | 2990.58 | 182.63 | 2670.11 | 14.74    | 123.1   |
| 1           | 2994.83 | 182.87 | 2673.4  | 15.37    | 123.1   |

可以看出, 调度总成本与  $\Gamma$  的取值呈正相关;  $\Gamma$  在 0~1 之间取值时, 碳成本、购能成本、弃风弃光成本都随着  $\Gamma$  的增加而增加; 当  $\Gamma$  发生变化时, 可再生能源出力缺额部分由其他设备满足, 因此 DR 成本不发生变化。对于购能成本的增加, 这是因为随着不确定参数的增加, 系统在设备允许的工作区间内, 购买更多的天然气; 对于弃风弃光成本的增加, 这是因为随着不确定参数的增加, 风光的反调峰出力更加明显, 此时弃风弃光成本都有不同程度的增加。

## 5 结论

针对园区氢能 IES 面临风电出力、光伏出力的不确定性和热电耦合深度不足的问题, 本文提出采用鲁棒优化理论处理风电不确定性, 采用

RSOC 和供需双侧响应技术优化系统热电出力, 建立氢能 IES 鲁棒低碳调度模型, 结果表明:

1) 通过 RSOC、储氢罐、ORC 和燃气轮机可以实现电-热-氢之间的深度耦合, 通过挖掘双向电转氢技术的氢能利用潜力, 可以降低氢能在利用过程中的损耗, 实现氢能的梯级利用。将低成本电能储存为氢气转移至高需求的负荷时段使用, 实现不同能源的时空互补。

2) 通过改变 RSOC 的运行状态和考虑 ORC 余热发电技术可以灵活适应电热负荷的变化, 并且双向电转氢技术和供需互动需求响应技术可以有效降低系统的碳排放和提高系统的风电消纳能力。

3) 风光出力的不确定参数值设置过小, 则系统的总调度成本过低, 系统的鲁棒性偏弱; 风光的不确定参数设置过大, 则系统的鲁棒性过强, 但总调度成本会增加。考虑不确定参数的取值, 可以降低决策者决策的盲目性。决策者可以通过选择不同的鲁棒调节系数平衡经济性和系统风险。

本文所提模型可以实现考虑风光不确定条件下的电-热-氢之间的协调调度, 改善了园区氢能综合能源系统运行的经济性和低碳性。但所设计的氢能 IES 中 RSOC 以氢储方式进行工作, 未考虑氢负荷。同时调度模型中也仅针对电热负荷, 仅考虑了日前调度的情况。因此, 进一步完善氢能 IES 系统用能构成, 进一步实现日内调度, 实现日前日内模型的衔接, 是下一步需要开展的工作。

## 附录A

表 A1 设备的参数

Table A1 Device parameters

| 设备   | 参数      | 取值    |
|------|---------|-------|
| RSOC | SOEC 电解 | 0.9   |
|      | SOFC 发电 | 0.45  |
|      | SOFC 发热 | 0.55  |
| GT   | 发电效率    | 0.3   |
|      | 热电比     | 1.5   |
| ORC  | 发电效率    | 0.8   |
| HS   | 充电效率    | 0.9   |
|      | 放电效率    | 0.9   |
|      | 自损耗系数   | 0.04  |
| HT   | 充氢效率    | 0.9   |
|      | 放氢效率    | 0.9   |
|      | 自损耗系数   | 0.001 |

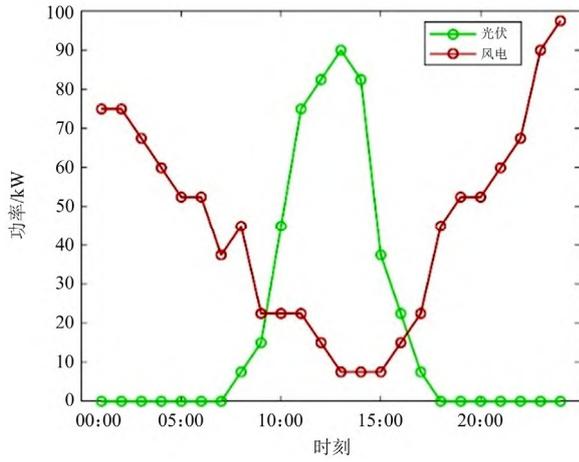


图 A1 风光出力预测图

Fig. A1 Output power forecast of WT and PV

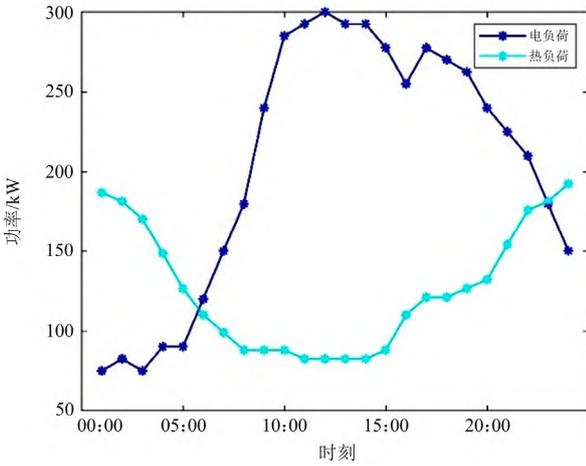


图 A2 负荷预测值

Fig. A2 Load prediction

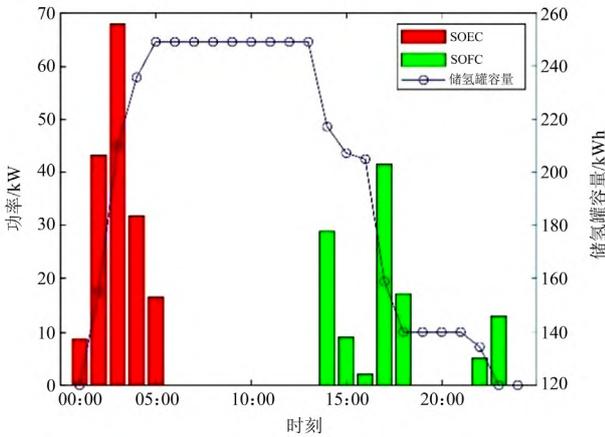


图 A3 场景 4 的 RSOC 出力

Fig. A3 Output of RSOC in case 4

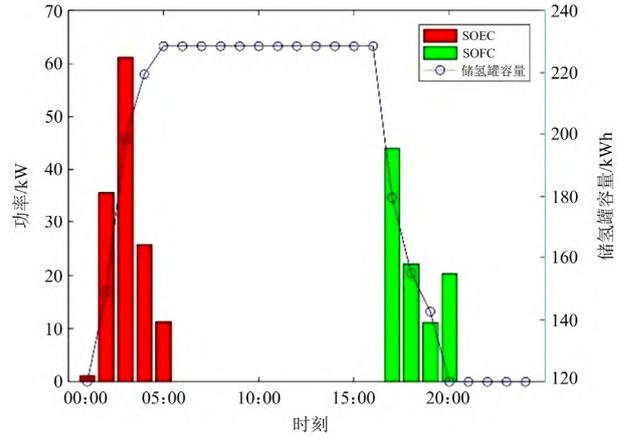


图 A4  $\Gamma = 0.5$  时的 RSOC 出力

Fig. A4 Output of RSOC with  $\Gamma = 0.5$

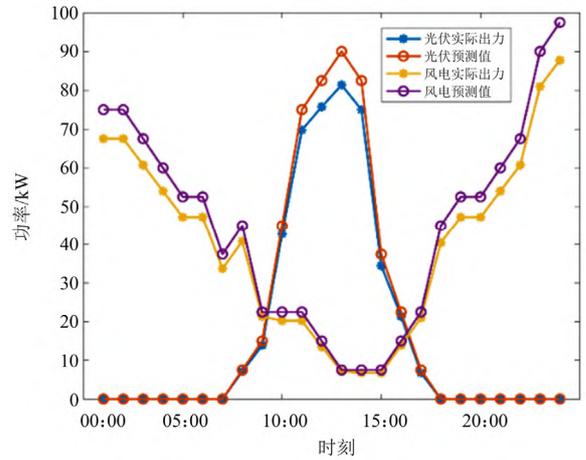


图 A5  $\Gamma = 0.5$  时的风光实际出力

Fig. A5 Actual output of WT and PV with  $\Gamma = 0.5$

### 参考文献

- [1] 贾宏杰, 王丹, 徐宪东, 等. 区域综合能源系统若干问题研究[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(7): 198-207.  
JIA Hongjie, WANG Dan, XU Xiandong, et al. Research on some key problems related to integrated energy systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(7): 198-207.
- [2] 文福拴, 鲁刚, 黄杰. 面向碳达峰、碳中和的综合能源系统[J]. 全球能源互联网, 2022, 5(2): 116-117.  
WEN Fushuan, LU Gang, HUANG Jie. Integrated energy system towards carbon peak and neutrality targets[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2022, 5(2): 116-117.
- [3] 李秋燕, 王利利, 张艺涵, 等. 能源互联网多能流的耦合模型及动态优化方法综述[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(19): 179-186.

- LI Qiuyan, WANG Lili, ZHANG Yihan, et al. A review of coupling models and dynamic optimization methods for energy internet multi-energy flow[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(19): 179-186.
- [4] 黄雨涵, 丁涛, 李雨婷, 等. 碳中和背景下能源低碳化技术综述及对新型电力系统发展的启示[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(增刊 1): 28-51.
- HUANG Yuhan, DING Tao, LI Yuting, et al. Decarbonization technologies and inspirations for the development of novel power systems in the context of carbon neutrality[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(S1): 28-51.
- [5] GAHLEITNER G. Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications[J]. *International Journal of hydrogen energy*, 2013, 38(5): 2039-2061.
- [6] 李彦斐, 江涵, TAGHIZADEH-HESARY F, 等. 可再生能源制氢技术经济性评述及其在东盟地区应用评估[J]. *全球能源互联网*, 2021, 4(3): 292-300.
- LI Yanfei, JIANG Han, TAGHIZADEH-HESARY F, et al. Review on the economics of hydrogen production technology from renewable energy and its application evaluation in ASEAN[J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2021, 4(3): 292-300.
- [7] 蒋东方, 贾跃龙, 鲁强, 等. 氢能在综合能源系统中的应用前景[J]. *中国电力*, 2020, 53(5): 135-142.
- JIANG Dongfang, JIA Yuelong, LU Qiang, et al. Application prospect of hydrogen energy in integrated energy systems[J]. *Electric Power*, 2020, 53(5): 135-142.
- [8] 赵晨欢, 李一帆, 张文强, 等. 基于固体氧化物电解池的风电综合储能系统[J]. *电力电子技术*, 2020, 54(12): 32-36.
- ZHAO Chenhuan, LI Yifeng, ZHANG Wenqiang, et al. A comprehensive energy storage system for wind power based on SOEC[J]. *Power Electronics*, 2020, 54(12): 32-36.
- [9] 胡亮, 杨志宾, 熊星宇, 等. 我国固体氧化物燃料电池产业发展战略研究[J]. *中国工程科学*, 2022, 24(3): 118-126.
- HU Liang, YANG Zhibin, XIONG Xingyu, et al. Development strategy for solid oxide fuel cell industry in China[J]. *Strategic Study of CAE*, 2022, 24(3): 118-126.
- [10] 张鹏, 张自航, 周峻, 等. 可逆固体氧化物电池在低碳能源系统中的应用前景与挑战[J]. *电网与清洁能源*, 2020, 36(6): 54-63.
- ZHANG Peng, ZHANG Zihang, ZHOU Jun, et al. Application prospects and challenges of reversible solid oxide cells in the low-carbon energy system[J]. *Power System and Clean Energy*, 2020, 36(6): 54-63.
- [11] 郑国太, 李昊, 郑保国, 等. 基于供需能量平衡的用户侧综合能源系统电/热储能设备综合优化配置[J]. *电力系统保护与控制*, 2018, 46(16): 8-18.
- ZHENG Guotai, LI Hao, ZHENG Baoguo, et al. Comprehensive optimization of electrical/thermal energy storage equipments for integrated energy system near user side based on energy supply and demand balance[J]. *Power System Protection and Control*, 2018, 46(16): 8-18.
- [12] 李蕊睿, 李奇, 蒲雨辰, 等. 计及功率交互约束的含电-氢混合储能的多微电网系统容量优化配置[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(14): 53-64.
- LI Ruirui, LI Qi, PU Yuchen, et al. Optimal configuration of an electric-hydrogen hybrid energy storage multi-microgrid system considering power interaction constraints[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(14): 53-64.
- [13] 李健强, 余光正, 汤波, 等. 考虑风光利用率和含氢能流的多能流综合能源系统规划[J]. *电力系统保护与控制*, 2021, 49(14): 11-20.
- LI Jianqiang, YU Guangzheng, TANG Bo, et al. Multi-energy flow integrated energy system planning considering wind and solar utilization and containing hydrogen energy flow[J]. *Power System Protection and Control*, 2021, 49(14): 11-20.
- [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] 汪飞, 龚丹丹, 郭慧, 等. 计及动态氢价和不确定性的区域综合能源系统规划—运行两阶段优化[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(13): 53-62.
- WANG Fei, GONG Dandan, GUO Hui, et al. Two-stage optimization of regional integrated energy system planning-operation with dynamic hydrogen pricing and uncertainties[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(13): 53-62.
- [16] PAN G, GU W, LU Y, et al. Optimal planning for electricity-hydrogen integrated energy system considering power to hydrogen and heat and seasonal storage[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2020, 11(4): 2662-2676.
- [17] 朱兰, 王吉, 唐陇军, 等. 计及电转气精细化模型的综合能源系统鲁棒随机优化调度[J]. *电网技术*, 2019, 43(1): 116-126.

- ZHU Lan, WANG Ji, TANG Longjun, et al. Robust stochastic optimal dispatching of integrated energy systems considering refined power-to-gas model[J]. Power System Technology, 2019, 43(1): 116-126.
- [18] 余娟, 时权妍, 杨知方, 等. 考虑电解水与甲烷化运行特性的电转气系统日前调度方法[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(18): 18-25.
- YU Juan, SHI Quanyan, YANG Zhifang, et al. Day-ahead scheduling method of power-to-gas system considering operation characteristics of water electrolysis and methanation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(18): 18-25.
- [19] 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): 1692-1702.
- DENG Jie, JIANG Fei, WANG Wenye, et al. Low-carbon optimized operation of integrated energy system considering electric-heat flexible load and hydrogen energy refined modeling[J]. Power System Technology, 2022, 46(5): 1692-1702.
- [20] WANG J, ZHONG H, MA Z, et al. Review and prospect of integrated demand response in the multi-energy system[J]. Applied Energy, 2017, 202: 772-782.
- [21] 王瑞, 程杉, 刘焯, 等. 基于综合需求响应和奖惩阶梯碳交易的能源枢纽主从博弈优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(8): 76-86.
- WANG Rui, CHENG Shan, LIU Ye, et al. Master-slave game optimal scheduling of energy hub based on integrated demand response and a reward and punishment ladder carbon trading mechanism[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(8): 76-86.
- [22] 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. 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.
- [23] 陈锦鹏, 胡志坚, 陈嘉滨, 等. 考虑阶梯式碳交易与供需灵活双响应的综合能源系统优化调度[J]. 高电压技术, 2021, 47(9): 3094-3106.
- CHEN Jinpeng, HU Zhijian, CHEN Jiabin, et al. Optimal dispatch of integrated energy system considering ladder-type carbon trading and flexible double response of supply and demand[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(9): 3094-3106.
- [24] 任娜, 王雅倩, 徐宗磊, 等. 多能流分布式综合能源系统容量匹配优化与调度研究[J]. 电网技术, 2018, 42(11): 3504-3512.
- REN Na, WANG Yaqian, XU Zonglei, et al. Component sizing and optimal scheduling for distributed multi-energy system[J]. Power System Technology, 2018, 42(11): 3504-3512.
- [25] ZHANG Z, ZHOU J, ZONG Z, et al. Development and modelling of a novel electricity-hydrogen energy system based on reversible solid oxide cells and power to gas technology[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44: 28305-28315.
- [26] 高赐威, 王崑, 陈涛. 基于可逆固体氧化物电池的氢电一体化能源站容量规划[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(17): 6155-6169.
- GAO Ciwei, WANG Wei, CHEN Tao. Capacity planning of electric-hydrogen integrated energy station based on reversible solid oxide battery[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(17): 6155-6169.
- [27] BERTSIMAS D, SIM M. The price of robustness[J]. Operations Research, 2005, 45(2): 161-162.
- [28] 孙国强, 周亦洲, 卫志农, 等. 能量和旋转备用市场下虚拟电厂热电联合调度鲁棒优化模型[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(11): 3118-3128, 3367.
- SUN Guoqiang, ZHOU Yizhou, WEI Zhinong, et al. Thermal and electrical scheduling of a virtual power plant for participating in energy and spinning reserve markets based on robust optimization[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(11): 3118-3128, 3367.

收稿日期: 2022-08-26; 修回日期: 2022-11-06

作者简介:

毕锐(1979—), 男, 博士, 讲师, 硕士生导师, 研究方向为新能源发电技术; E-mail: biruizz@126.com

王孝淦(1998—), 男, 硕士研究生, 研究方向为综合能源系统运行与规划。E-mail: 18895364311@163.com

(编辑 魏小丽)