

# 含海上风电制氢和多重响应的综合能源系统源-荷多时间尺度优化调度

燕兵<sup>1</sup>, 杨志林<sup>1</sup>, 张岩<sup>1</sup>, 杨晓辉<sup>2</sup>, 李庆熙<sup>3</sup>

(1. 郑州工业应用技术学院机电工程学院, 郑州 451100; 2. 南昌大学信息工程学院, 南昌 330031; 3. 国网经济技术研究院有限公司, 北京 102209)

**摘要:** 海上具有极为丰富的风资源, 研究海上风电制氢技术和荷侧需求响应对风电消纳及平抑海上风电波动性具有重要意义。为此, 提出了一种含海上风电制氢(offshore wind power hydrogen production, OWHP)和多重需求响应的含氢综合能源系统(integrated energy system, IES)源-荷多时间尺度优化调度策略。首先, 探究了海上风电制氢系统运行机理, 构建了含风电制氢、氢气压缩、海水淡化、输氢管道以及气体储氢的海上风电制氢模型, 并构建了含燃气掺氢、氢气甲烷化和氢燃料电池的氢能多重利用模型。其次, 分析了荷侧资源在各时间尺度的调节特性, 提出了多重需求响应模型。最后, 为降低海上风电的预测误差对IES运行影响, 提出了日前-日内-实时三阶段的多时间尺度优化模型, 平抑系统功率波动。算例仿真结果表明所提模型可有效消纳海上风电资源, 提升IES经济、低碳性, 并缓解源、荷不确定性对系统运行的影响。

**关键词:** 多时间尺度; 多重需求响应; 氢能多能利用; 综合能源系统; 海上风电制氢

## Optimization of Source-Load Multi-Time Scale for Hydrogen Integrated Energy System Including Hydrogen Production from Offshore Wind Power and Multiple Responses

YAN Bing<sup>1</sup>, YANG Zhilin<sup>1</sup>, ZHANG Yan<sup>1</sup>, YANG Xiaohui<sup>2</sup>, LI Qingxi<sup>3</sup>

(1. School of Mechanical and Electrical Engineering, Zhengzhou University of Industrial Technology, Zhengzhou 451100, China; 2. School of Information Engineering, Nanchang University, Nanchang 330031, China; 3. State Grid Economic and Technological Research Institute Co., Ltd., Beijing 102209, China)

**Abstract:** The sea has extremely abundant wind resources, and studying offshore wind power hydrogen production technology and load side demand response is of great significance for wind power consumption and smoothing the volatility of offshore wind power. Therefore, a source-load multi-time scale optimization scheduling strategy for a hydrogen containing integrated energy system (IES) including hydrogen production from multiple demand responses and offshore wind power is proposed. Firstly, the operating mechanism of the offshore wind power hydrogen production (OWHP) system is explored, and an OWHP model is constructed, which includes wind power hydrogen production, seawater desalination, hydrogen compression, hydrogen transmission pipelines and gas hydrogen storage. A hydrogen energy multi energy utilization model is also constructed, which includes gas hydrogen blending, hydrogen methanation and hydrogen fuel cells. Secondly, the regulation characteristics of load side response resources at different time scales are analyzed, and a multi demand response model is proposed. Finally, in order to reduce the impact of prediction errors in offshore wind power on IES operation, a multi-time scale of three stages optimization model consisting of day ahead, day ahead, and real-time is proposed to smooth out system power fluctuations. The simulation results of the case study show that the proposed model can effectively absorb offshore wind power resources, improve IES economy and low-carbon performance, and alleviate the impact of source and load uncertainties on system operation.

**Key words:** multi-time scales; multiple demand response; multi energy utilization of hydrogen energy; integrated energy system; hydrogen production from offshore wind power

## 0 引言

氢能作为清洁、低碳的二次能源拥有低污染、密度高、易储存特点,正逐渐成为世界各国大力发展的清洁能源<sup>[1]</sup>。目前,我国氢能的生产主要以化石燃料制氢为主,但其碳排放量高,并非理想的制氢方法<sup>[2]</sup>。为推进“碳达峰、碳中和”双碳目标,可再生发电占比不断增加,其中海上风电制氢技术得到大力发展。由于海上风电资源丰富,开展海上风电制氢技术及其在综合能源系统(integrated energy system, IES)中的应用可进一步降低碳排放量,提升可再生能源利用率<sup>[3]</sup>。

目前,已有学者对海上风电制氢(offshore wind power hydrogen production, OWHP)技术开展研究。文献[4]提出了分布式OWHP的最优容量优化配置方法,以OWHP平准化制氢成本最小为目标,优化电解槽容量配置。文献[5]提出了考虑多种因素的OWHP、输氢技术,同时评价了不同因素对氢气运输方案的经济性,建立了氢气运输经济模型,有效提升风电消纳水平。文献[6]构建了OWHP的功率-效率模型,评估了OWHP的经济可行性。上述文献充分探讨了OWHP技术带来的经济可观性,为海上风电消纳发展奠定了基础。

随着IES的不断发展,探究含氢能高效利用的IES优化运行方法是实现电力系统绿色转型的有效手段<sup>[7]</sup>。文献[8]分析了氢能利用模型的电化学特性,给出了氢储能的优化配置方法,提出含氢储能的IES运行模型。文献[9]构建了含制氢、储氢以及混氢等环节的氢能多元利用模型,提出了含氢能高效利用的IES低碳优化模型。文献[10]提出了含电氢耦合的IES多时间尺度鲁棒运行方法,对用氢阶段进行精细化建模,提升了系统运行稳定性。文献[11]则提出了计及动态掺氢策略的IES低碳经济调度模型,通过建立动态掺氢管道模型实现掺氢比动态调整。然而,现有文献对风电制氢参与IES运行研究主要集中在陆上风电制氢,对OWHP在IES应用较少。相比陆上风电制氢参与IES,海上风电制氢参与IES时需配套海水淡化系统、氢气运输设

施等,且海上风电波动性较大,还存在低温、盐雾等特殊和恶劣环境,对制氢系统运行要求较高。海上风能资源丰富,其应用场景更适合大规模、集中式供氢,可为沿海工业活港口提供绿氢。若将海上风电和制氢技术相结合形成海上风电制氢系统,可有效提升能源利用效率,降低碳排放量,对实现IES低碳运行具有重要意义。

需求侧资源不仅能改善用能负荷、平滑负荷曲线,还能提升可再生能源消纳水平、降低碳排放量。文献[12]构建了含可转移、可削减、可中断的综合需求响应(integrated demand response, IDR)模型,建立了计及电、热柔性负荷的IES运行模型。文献[13]构建了含奖惩阶梯碳交易和IDR协同优化的IES运行模型,进一步发挥了IDR的低碳减排效益。文献[14]提出了含价格、激励和替代3类多类型IDR模型,有效提升了需求侧资源的响应能力。

然而,在某些极端天气事件、近岸复杂地形或复杂海况下的特殊地区,风速的不稳定性、风向突变或湍流增强会导致海上风电具有较大的预测误差和波动性,而仅靠海风制氢和各类设备参与调节无法有效平抑系统的功率波动。需求响应策略可在不同时间尺度下参与响应调节以及平滑负荷曲线,通过与电源侧机组调节互补可有效缓解海上风电不确定性对系统运行的影响,提升海上风电消纳水平和系统稳定性。因此,研究不同时间尺度下的IDR策略与OWHP系统的协同作用对海上风电功率平抑和消纳具有重要意义。

为此,本文提出了含OWHP的含氢IES源-荷多时间尺度优化调度策略。首先,构建集制氢、输氢、压缩氢气、储氢以及海水淡化于一体的OWHP系统,并引入燃气混氢、氢转热电、氢制甲烷等多种用氢模式以提升海上风电消纳水平。其次,为发挥需求侧资源的调节特性,构建了含日前、日内和实时调节的多重IDR优化模型。最后,针对海上风电和各类负荷的预测误差构建了计及海上风电和多重IDR的IES多时间尺度优化模型。算例设置不同调度方案对比,验证了所提模型在提升海上风电消纳、降低碳排放量以及经济运行方面的有效性。

## 1 计及OWHP的IES结构

本文基于能源枢纽的基本模型和概念建立含供给侧、能源枢纽侧和需求侧3个环节的IES基本结构,

基金项目:国家自然科学基金资助项目(61963026)。

Foundation item: Supported by the National Natural Science Foundation of China (61963026).

如图1所示。供能侧包括上级电网、上级气网和海上风电输入,OWHP系统包括海上风电输入、海水淡化装置(seawater desalination equipment, SDE)、电解系统(electrolysis system, ELS)、氢气压缩系统(electrochemical hydrogen compressor, EHC)、输氢管道(hydrogen transmission pipeline, HTP)以及储氢系统(hydrogen storage system, HSS)等5个环节。通过将海上风电场富裕的风电功率输入进ELS,同时由SDE将淡水送入ELS,将电解槽的水分子分解,在阴极和阳极分别产生氢气和氧气。接着,生成的氢气经过EHC压缩后,通过海底HTP输送至陆上用氢装置,或通过气态HST将氢气储存,以备用氢使用。

除此之外,该IES系统还包括掺氢燃气轮机(hydrogen doped gas turbine, HGT)、掺氢燃气锅炉(hydrogen doped gas boiler, HGB)、氢燃料电池(hydrogen fuel cell, HFC)、余热锅炉(waste heat boiler, WHB)、甲烷反应器(methane reactor, MR)等氢能多元利用环节,将氢气转换为电、热、气能以供应电、热、气负荷。同时蓄电池(battery, BT)、蓄热槽(thermal storage tank, TST)和储气罐(air receiver, AR)可实现电、热、气能的横向平移。

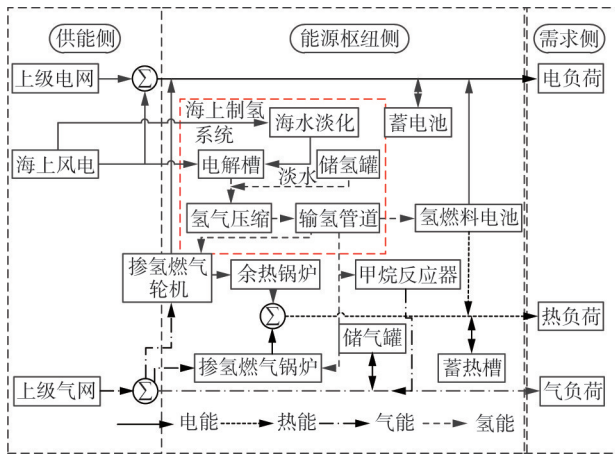


图1 计及海上风电制氢的IES结构图

Fig. 1 Structure diagram of IES considering offshore wind power hydrogen production

## 2 海上风电制氢系统和氢能多元利用建模

### 2.1 海上风电制氢系统

#### 2.1.1 海水淡化系统

为满足电解系统的快速响应特性,海上风电机组生成的电能需优先驱动SDE,以生成可用于电解

装置的淡水。SDE的数学模型可表示为:

$$e_{SDE} = \frac{P_{SDE}(t)}{Q_{SDE}(t)} \times \frac{m_w}{\eta_{PEM}} \quad (1)$$

式中:  $e_{SDE}$  为电解系统中生成1 kg氢气所需的SDE耗电量;  $P_{SDE}(t)$  和  $Q_{SDE}(t)$  分别为SDE的额定功率和额定产水量;  $m_w$  为产生1 kg理论所需要的水的质量;  $\eta_{PEM}$  为电解系统的产氢效率。

#### 2.1.2 电解系统

当前陆上风电制氢技术通常采用恒定的制氢效率,过于理想化。而由于海上风电波动性较大,且存在低温、盐雾等特殊情况,采用恒定的制氢效率不能准确反应电解设备的运行特性。为更精确地反映OWHP的运行特性,构建了ELS的变效率数学模型,具体可表示如下。

$$\begin{cases} V_{ELS,H_2}(t) = \frac{\eta_{ELS} P_{ELS,e}(t)}{q_{HHV}^H} \\ \eta_{ELS} = x_{ELS} \left( \frac{P_{ELS,e}(t)}{P_{ELS,N}(t)} \right)^2 + y_{ELS} \left( \frac{P_{ELS,e}(t)}{P_{ELS,N}(t)} \right) + z_{ELS} \\ P_{ELS,H_2}(t) = V_{ELS,H_2}(t) q_{HHV}^H \\ P_{ELS,H_2}(t) = \eta_{ELS} P_{ELS,e}(t) \\ P_{ELS,e}^{\min} \leq P_{ELS,e}(t) \leq P_{ELS,e}^{\max} \\ \Delta P_{ELS,e}^{\downarrow} \leq P_{ELS,e}(t) - P_{ELS,e}(t-1) \leq \Delta P_{ELS,e}^{\uparrow} \end{cases} \quad (2)$$

式中:  $V_{ELS,H_2}(t)$  为  $t$  时刻ELS输出的氢气体积;  $x_{ELS}$ 、 $y_{ELS}$  和  $z_{ELS}$  为ELS的动态制氢效率多项式系数,分别为5、-0.07、0.002<sup>[15]</sup>;  $P_{ELS,e}(t)$  为ELS耗电功率;  $P_{ELS,N}(t)$  为ELS输入电功率的额定值;  $P_{ELS,H_2}(t)$  为  $t$  时刻ELS输出的氢功率;  $q_{HHV}^H$  为氢气热值;  $\eta_{ELS}$  为ELS的制氢效率;  $P_{ELS,e}^{\max}$  和  $P_{ELS,e}^{\min}$  分别为  $P_{ELS,e}(t)$  的最大、最小值;  $\Delta P_{ELS,e}^{\downarrow}$  和  $\Delta P_{ELS,e}^{\uparrow}$  分别为  $P_{ELS,e}(t)$  的爬坡率最大、最小值。

#### 2.1.3 氢气压缩系统模型

EHC可改变氢气的气容积,降低密度,实现氢气的压缩和输送,模型如下:

$$\begin{cases} w_{EHC}(t) = RT_H \frac{\gamma}{\gamma-1} \left[ \left( \frac{P_{out}}{P_{in}} \right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}} - 1 \right] \\ P_{EHC}(t) = \frac{w_{EHC}(t) v_{in,g}}{3.6 \times 10^6 \eta_{comp} M_H} \end{cases} \quad (3)$$

式中:  $w_{EHC}(t)$  为  $t$  时刻EHC压缩单位摩尔质量氢气的功耗;  $P_{EHC}(t)$  为  $t$  时刻EHC消耗的电功率;  $R$  为理想气体常数;  $T_H$  为气体温度;  $v_{in,g}$  为EHC的进气速率;  $p_{in}$  和  $p_{out}$  分别为EHC的进气口压强和出气口

压强； $\gamma$ 为压缩气体热容比； $p_{\text{out}}/p_{\text{in}}$ 为EHC的压缩比； $\eta_{\text{comp}}$ 为EHC的工作效率； $M_{\text{H}}$ 为氢气的相对分子质量。

#### 2.1.4 输氢管道模型

氢气压缩系统加压后的氢气可通过HTP输送至陆上用氢设备，可表示为：

$$\begin{cases} n_{\text{HTP}}(t+1) = n_{\text{HTP}}(t) + n_{\text{HTP}}^{\text{in}}(t) - n_{\text{HTP}}^{\text{out}}(t) - n_{\text{HTP}}^{\text{loss}}(t) \\ n_{\text{HTP}}^{\text{min}} \leq n_{\text{HTP}}(t) \leq n_{\text{HTP}}^{\text{max}} \\ 0 \leq n_{\text{HTP}}^{\text{in}}(t) \\ n_{\text{HTP}}^{\text{out}}(t) \leq n_{\text{HTP}}^{\text{max}} \end{cases} \quad (4)$$

式中： $n_{\text{HTP}}^{\text{max}}$ 和 $n_{\text{HTP}}^{\text{min}}$ 分别为氢气可累计的最大、最小值； $n_{\text{HTP}}(t)$ 为 $t$ 时刻氢气的累积量； $n_{\text{HTP}}^{\text{in}}(t)$ 为 $t$ 时刻氢气输入流量； $n_{\text{HTP}}^{\text{out}}(t)$ 为 $t$ 时刻氢气输出的流量； $n_{\text{HTP}}^{\text{loss}}(t)$ 为 $t$ 时刻氢气输送损耗； $n_{\text{HTP}}^{\text{max}}$ 为氢气流量的最大允许值。

#### 2.1.5 储氢系统模型

本文采用气态储氢的方法建立储氢罐模型，理想气体状态方程可近似模拟氢气压强和质量间的函数关系<sup>[15]</sup>。因此，HST的数学模型可表示如下。

$$\begin{cases} p_{\text{HST}}(t)V_{\text{HST}}(t) = n_{\text{HST}}(t)RT_{\text{H}} \\ m_{\text{HST}}(t) = M_{\text{H}}n_{\text{HST}}(t) \end{cases} \quad (5)$$

式中： $p_{\text{HST}}(t)$ 为 $t$ 时刻HST的压强； $m_{\text{HST}}(t)$ 为 $t$ 时刻HST中氢气质量； $V_{\text{HST}}(t)$ 为 $t$ 时刻HST的体积； $n_{\text{HST}}(t)$ 为 $t$ 时刻HST中氢气的物质的量。

HST需满足如下约束。

$$\begin{cases} m_{\text{HST}}(t+1) = m_{\text{HST}}(t) + m_{\text{HST}}^{\text{in}}(t) + m_{\text{HST}}^{\text{out}}(t) \\ p_{\text{HST}}^{\text{min}} \leq p_{\text{HST}}(t) \leq p_{\text{HST}}^{\text{max}} \\ 0 \leq m_{\text{HST}}^{\text{in}}(t) \leq B_{\text{HST}}^{\text{in,max}}(t)m_{\text{HST}}^{\text{in,max}} \\ 0 \leq m_{\text{HST}}^{\text{out}}(t) \leq B_{\text{HST}}^{\text{out,max}}(t)m_{\text{HST}}^{\text{out,max}} \\ B_{\text{HST}}^{\text{in}}(t) + B_{\text{HST}}^{\text{out}}(t) \leq 1 \end{cases} \quad (6)$$

式中： $m_{\text{HST}}^{\text{in}}(t)$ 和 $m_{\text{HST}}^{\text{out}}(t)$ 分别为 $t$ 时刻HST的充氢量和放氢量； $p_{\text{HST}}^{\text{max}}$ 和 $p_{\text{HST}}^{\text{min}}$ 分别为 $t$ 时刻HST最小和最大储氢压强； $m_{\text{HST}}^{\text{in,max}}$ 和 $m_{\text{HST}}^{\text{out,max}}$ 分别为 $t$ 时刻HST的最大的充氢速率和放氢速率； $B_{\text{HST}}^{\text{in}}(t)$ 和 $B_{\text{HST}}^{\text{out}}(t)$ 分别为 $t$ 时刻HST从充氢和放氢0-1状态变量。

### 2.2 氢能多环节利用模型建模

#### 2.2.1 天然气混氢管道和掺氢燃气机组

天然气掺氢能有效提升氢能的利用率，提升燃料的清洁化利用，是目前实现氢气大量传输与供应

的有效方法之一。设天然气掺氢比例为 $\varphi_{\text{H}}(t)$ ，则有：

$$\begin{cases} \varphi_{\text{H}}(t) = m_{\text{H}}(t)/m_{\text{mix}}(t) \\ m_{\text{mix}}(t) = m_{\text{H}}(t) + m_{\text{g}}(t) \\ 0 \leq \varphi_{\text{H}}(t) \leq 20\% \end{cases} \quad (7)$$

式中： $m_{\text{mix}}(t)$ 为 $t$ 时刻管道中混合气体流量； $m_{\text{H}}(t)$ 和 $m_{\text{g}}(t)$ 分别为 $t$ 时刻输入进管道中的氢气流量和天然气流量。为防止掺入氢气过多会发生“氢脆”现象，掺氢比例一般不超过20%<sup>[16]</sup>。

天然气掺氢后混合气体的热值会发生变化。混氢天然气热值与掺氢比例有关，可表示如下。

$$q_{\text{HHV}}^{\text{mix}}(t) = \varphi_{\text{H}}(t)q_{\text{HHV}}^{\text{H}} + (1 - \varphi_{\text{H}}(t))q_{\text{HHV}}^{\text{g}} \quad (8)$$

式中： $q_{\text{HHV}}^{\text{mix}}(t)$ 为 $t$ 时刻混合气体的热值； $q_{\text{HHV}}^{\text{H}}$ 和 $q_{\text{HHV}}^{\text{g}}$ 分别为 $t$ 时刻氢气热值和天然气热值。

因此，HGT可表示如下。

$$\begin{cases} P_{\text{HGT,e}}(t) = q_{\text{HHV}}^{\text{mix}}(t)\eta_{\text{HGT,e}}m_{\text{HGT}}(t) \\ P_{\text{HGT,h}}(t) = q_{\text{HHV}}^{\text{mix}}(t)\eta_{\text{HGT,h}}m_{\text{HGT}}(t) \end{cases} \quad (9)$$

式中： $\eta_{\text{HGT,e}}$ 和 $\eta_{\text{HGT,h}}$ 分别为HGT的电、热转换效率； $m_{\text{HGT}}(t)$ 为 $t$ 时刻输入进HGT的掺氢天然气混合气体量； $P_{\text{HGT,e}}(t)$ 和 $P_{\text{HGT,h}}(t)$ 分别为 $t$ 时刻HGT的输出电、热功率。

同理，HGB的数学模型可表示如下。

$$P_{\text{HGB,h}}(t) = q_{\text{HHV}}^{\text{mix}}(t)\eta_{\text{HGB,h}}m_{\text{HGB}}(t) \quad (10)$$

式中： $m_{\text{HGB}}(t)$ 为 $t$ 时刻输入进HGB的掺氢天然气混合气体量； $P_{\text{HGB,h}}(t)$ 和 $\eta_{\text{HGB,h}}$ 分别为 $t$ 时刻HGB的输出热功率及其热转换效率。

#### 2.2.2 氢燃料电池模型

HFC可将氢能转换为电、热能，实现电、热、氢耦合，是目前效率较高的氢能利用方式，其模型可表示为：

$$\begin{cases} P_{\text{HFC,e}}(t) = \eta_{\text{HFC,e}}q_{\text{HHV}}^{\text{H}}m_{\text{HFC,H}_2}(t) \\ P_{\text{HFC,h}}(t) = \eta_{\text{HFC,h}}(1 - \eta_{\text{HFC,e}})q_{\text{HHV}}^{\text{H}}m_{\text{HFC,H}_2}(t) \end{cases} \quad (11)$$

式中： $\eta_{\text{HFC,e}}$ 和 $\eta_{\text{HFC,h}}$ 分别为HFC的发电、产热效率； $m_{\text{HFC,H}_2}(t)$ 为 $t$ 时刻HFC的耗氢量； $P_{\text{HFC,e}}(t)$ 和 $P_{\text{HFC,h}}(t)$ 分别为 $t$ 时刻HFC的发电、产热功率。

#### 2.2.3 甲烷反应器模型

MR可将氢气转换为天然气，其输入-输出模型为：

$$P_{\text{MR,g}}(t) = \eta_{\text{MR}}q_{\text{HHV}}^{\text{H}}m_{\text{MR,H}_2}(t) \quad (12)$$

式中： $P_{\text{MR,H}_2}(t)$ 为 $t$ 时刻MR的产气功率； $\eta_{\text{MR}}$ 为

MR转换效率;  $m_{MR, H_2}(t)$  为  $t$  时刻MR的耗氢量。

### 3 多重需求响应模型

#### 3.1 IDR资源分类

IDR资源在不同的时间尺度下的调节水平、响应能力均不同,为了进一步挖掘需求侧的响应能力,提出多时间尺度下的多重IDR策略。

目前, IDR资源主要分为价格型、激励型和替代型3类。价格型IDR通常提前一天制定价格计划,属于日前IDR策略。而激励型IDR包括削减、紧急响应、转移以及中断负荷等类型,通常与负荷侧直接签订合同,确定激励IDR的响应范围、补贴系数等信息,在不同时间尺度下均可参与,并且不同时间尺度下的激励不同、响应速率均不同。替代型IDR通常冗余在各设备耦合转换过程中,此处未作考虑。因此,本文按时间尺度和IDR种类的不同,将激励型IDR类型分为I、II、III类IDR模型,具体如下。

1) I类IDR资源响应时间为1 h,需提前1 d告知用户;

2) II类IDR资源响应时间尺度为5~15 min,需提前4 h告知用户;

3) III类IDR资源为实时响应,需提前15 min告知用户。

#### 3.2 IDR模型

##### 3.2.1 价格型IDR模型

通常采用价格弹性矩阵建立价格型IDR,电、气负荷可参与。根据价格弹性矩阵,可得:

$$\begin{bmatrix} U_{i,f} \\ U_{i,p} \\ U_{i,g} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_{i,f}^0 \\ U_{i,p}^0 \\ U_{i,g}^0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} U_{i,f}^0 & 0 & 0 \\ 0 & U_{i,p}^0 & 0 \\ 0 & 0 & U_{i,g}^0 \end{bmatrix} \mathbf{E}_i \begin{bmatrix} \frac{\Delta\lambda_{i,f}}{\lambda_{i,f}^0} \\ \frac{\Delta\lambda_{i,p}}{\lambda_{i,p}^0} \\ \frac{\Delta\lambda_{i,g}}{\lambda_{i,g}^0} \end{bmatrix} \quad (13)$$

式中:下标f、p、g分别代表峰、平、谷;  $i$  分别为负荷种类;  $U_{i,f}^0$ 、 $U_{i,p}^0$  和  $U_{i,g}^0$  分别为初始峰、平、谷第  $i$  类负荷;  $\lambda_{i,f}^0$ 、 $\lambda_{i,p}^0$  和  $\lambda_{i,g}^0$  分别为初始峰、平、谷价格;  $\mathbf{E}_i$  为第  $i$  类负荷弹性矩阵;  $\Delta\lambda_{i,f}$ 、 $\Delta\lambda_{i,p}$  和  $\Delta\lambda_{i,g}$  分别为峰、平、谷价格改变量;  $U_{i,f}$ 、 $U_{i,p}$  和  $U_{i,g}$  分别为峰、平、谷第  $i$  类负荷。

##### 3.2.2 阶梯激励型IDR模型

传统激励型IDR可表示为:

$$F_{IDR}^m = \sum_{t=1}^T \varepsilon_{j,m} |U_{j,m}^0(t) - U_{j,m}(t)| = \sum_{t=1}^T \varepsilon_{j,m} \Delta U_{j,m}(t) \quad (14)$$

式中:  $j \in \{e, h, g\}$ , 分别代表电、热、气能;  $m$  为IDR种类;  $F_{IDR}^m$  为第  $m$  类激励IDR补贴成本;  $U_{j,m}^0(t)$  和  $U_{j,m}(t)$  分别为  $t$  时刻第  $m$  类IDR下第  $j$  类初始负荷和优化后负荷;  $\Delta U_{j,m}(t)$  为第  $m$  类负荷变化量;  $T$  为调度周期;  $\varepsilon_{j,m}$  为第  $m$  类IDR的第  $j$  类响应负荷的激励补贴单位系数。

传统IDR补贴一般采用固定补贴单价对用户进行经济性补贴,使用户响应积极性不高,因此本文采用阶梯型补贴策略,可表示如下。

$$\varepsilon_{j,m} = \begin{cases} \varepsilon_{j,m}, & 0 < \Delta U_{j,m}(t) < \delta_{j,m} \\ (1 + \lambda_{j,m}) \varepsilon_{j,m}, & \delta_{j,m} \leq \Delta U_{j,m}(t) \leq 2\delta_{j,m} \\ (1 + 2\lambda_{j,m}) \varepsilon_{j,m}, & 2\delta_{j,m} \leq \Delta U_{j,m}(t) \leq 3\delta_{j,m} \\ (1 + 3\lambda_{j,m}) \varepsilon_{j,m}, & \Delta U_{j,m}(t) > 3\delta_{j,m} \end{cases} \quad (15)$$

$$0 \leq |\Delta U_{j,m}(t)| \leq \Delta U_{j,m}^{\max} \quad (16)$$

式中:  $\lambda_{j,m}$  为第  $m$  类IDR的第  $j$  类响应负荷的补贴价格增长率;  $\delta_{j,m}$  为第  $m$  类IDR的第  $j$  类负荷的划分边界;  $\Delta U_{j,m}^{\max}$  为  $\Delta U_{j,m}(t)$  的上限值。

### 4 IES多时间尺度优化模型

#### 4.1 计及海上风电制氢的IES多时间尺度调度框架

为降低系统源、荷不确定性,在多时间尺度模型中引入多时间尺度IDR模型,构建计及海上风电制氢和多重IDR的多时间尺度优化模型,深入挖掘各能源转换设备和需求侧资源对系统功率波动的平抑能力。多时间尺度调度框架如图2所示。

1) 日前调度阶段:基于海上风电和日前各类负荷的预测数据,以1 h为时间尺度,对日前的运行计划开展定制。该阶段综合考虑经济、环境因素,确定日前设备的启停计划和价格型、I类激励型IDR的响应量。

2) 日内调度阶段:以15 min为时间尺度、4 h为执行周期。该阶段在日前调度确定的机组运行状态基础上以总成本最低为目标,确定日内II类激励型IDR响应量和各类设备出力计划。

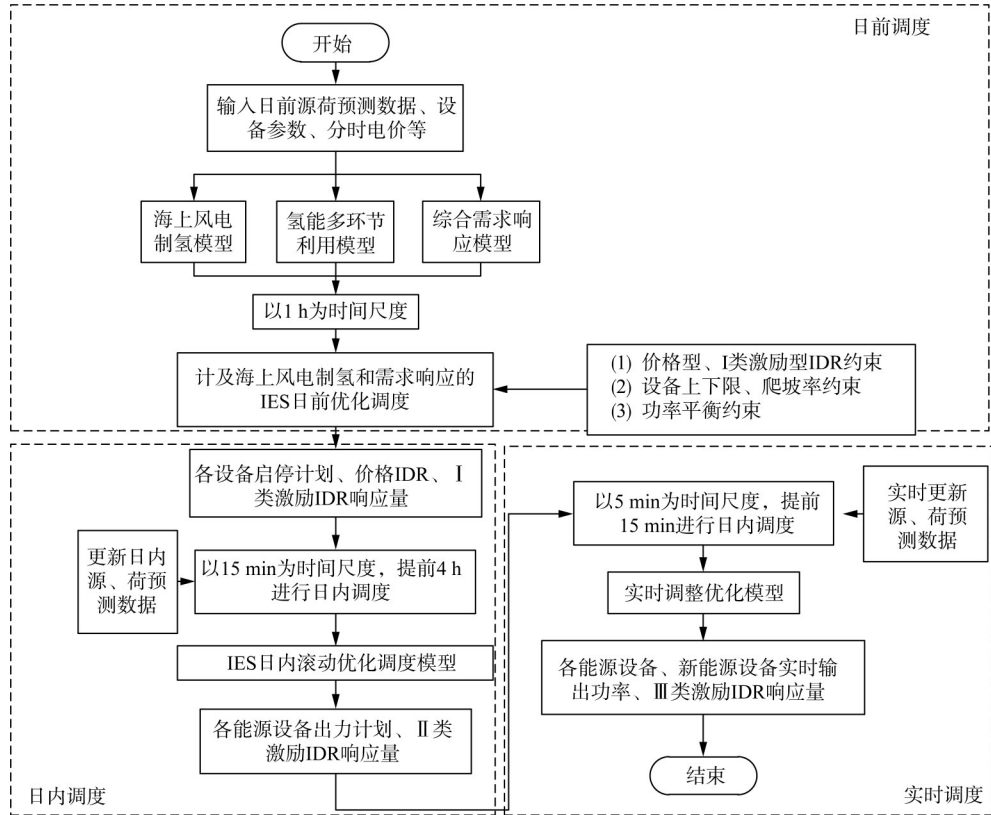


图 2 多时间尺度调度流程图

Fig. 2 Flowchart of the multi-time scale scheduling

3) 实时调度阶段：以 5 min 为时间尺度，执行周期为 15 min。该阶段以上一阶段为基准，对日内计划进行实时修正，基于实时更新的海上风电和电、热、气负荷预测数据，通过调整购电功率、引入超级电容器和Ⅲ类 IDR 资源，确定设备最终输出功率以及调度时长较短的Ⅲ类 IDR 响应量。

## 4.2 IES 日前优化模型

### 4.2.1 目标函数

该阶段以 OWHP 系统的运维和设备折旧成本  $F_{\text{Sea}}^{\text{DA}}$ 、碳交易成本  $F_{\text{CET}}^{\text{DA}}$ 、海上输电损耗成本  $F_{\text{loss}}^{\text{DA}}$ 、购能成本  $F_{\text{Buy}}^{\text{DA}}$ 、启停成本  $F_{\text{QT}}^{\text{DA}}$ 、设备运维成本  $F_{\text{O\&M}}^{\text{DA}}$ 、弃风成本  $F_{\text{WT}}^{\text{DA}}$  和 I 类 IDR 激励补贴成本  $F_{\text{IDR}}^{\text{I}}$  之和最低为目标，其 IES 总成本  $F_{\text{IES}}^{\text{DA}}$  如式(17)所示，其中上标 DA 表示日前阶段。

$$\min F_{\text{IES}}^{\text{DA}} = F_{\text{Sea}}^{\text{DA}} + F_{\text{CET}}^{\text{DA}} + F_{\text{Buy}}^{\text{DA}} + F_{\text{O\&M}}^{\text{DA}} + F_{\text{WT}}^{\text{DA}} + F_{\text{loss}}^{\text{DA}} + F_{\text{QT}}^{\text{DA}} + F_{\text{IDR}}^{\text{I}} \quad (17)$$

上述各项可分别计算如下。

#### 1) OWHP 系统运维和设备折旧成本

$$\begin{aligned} F_{\text{Sea}}^{\text{DA}} &= f_{\text{o\&m}}^{\text{ELS}} + f_{\text{dep}}^{\text{ELS}} + f_{\text{o\&m}}^{\text{EHC}} + f_{\text{dep}}^{\text{EHC}} + \\ &\quad f_{\text{o\&m}}^{\text{HST}} + f_{\text{loss}}^{\text{Sea}} \\ f_{\text{o\&m}}^{\text{ELS}} &= \sum_{t=1}^{24} \lambda_{\text{ELS}} P_{\text{ELS}, H_2}(t) \\ f_{\text{o\&m}}^{\text{EHC}} &= \sum_{t=1}^{24} \lambda_{\text{EHC}} P_{\text{EHC}}(t) \\ \begin{cases} f_{\text{dep}}^{\text{ELS}} = (\alpha_{\text{ELS}}^{\text{ccs}} + \alpha_{\text{ELS}}^{\text{inv}} H_{\text{ELS}}^{\text{inv}}) \frac{(1+\beta)^{M_{\text{ELS}}} \beta}{365[(1+\beta)^{M_{\text{ELS}}} - 1]} \\ f_{\text{dep}}^{\text{EHC}} = (\alpha_{\text{EHC}}^{\text{ccs}} + \alpha_{\text{EHC}}^{\text{inv}} H_{\text{EHC}}^{\text{inv}}) \frac{(1+\beta)^{M_{\text{EHC}}} \beta}{365[(1+\beta)^{M_{\text{EHC}}} - 1]} \end{cases} \quad (18) \\ f_{\text{o\&m}}^{\text{HST}} &= \sum_{t=1}^{24} \lambda_{\text{HST}} (P_{\text{HST}, c}(t) + P_{\text{HST}, d}(t)) \\ f_{\text{loss}}^{\text{Sea}} &= \sum_{t=1}^{24} \lambda_{\text{H}} \mu_{\text{loss}} l_{\text{H}} P_{\text{ELS}, H_2}(t) \end{aligned}$$

式中： $f_{\text{o\&m}}^{\text{ELS}}$  和  $f_{\text{dep}}^{\text{ELS}}$  分别为 ELS 的运维和折旧成本； $\lambda_{\text{H}}$  为氢气单价； $\lambda_{\text{EHC}}$  为 EHC 的运维系数； $l_{\text{H}}$  为输氢管道长度； $M_{\text{ELS}}$  为 ELS 的折旧年限； $\alpha_{\text{ELS}}^{\text{ccs}}$  为 ELS 投资成本； $\alpha_{\text{ELS}}^{\text{inv}}$  和  $\alpha_{\text{EHC}}^{\text{inv}}$  分别为 ELS 和 EHC 单位容量投资成本； $\beta$  为贴现率，取 5%； $\lambda_{\text{ELS}}$  为 ELS 的运维成本系数； $f_{\text{o\&m}}^{\text{EHC}}$  和  $f_{\text{dep}}^{\text{EHC}}$  分别为 EHC 的运维成本和折旧成本；

$l_H$ 为单位长度输氢损耗系数; $f_{o\&m}^{HST}$ 和 $\lambda_{HST}$ 分别为HST的运维成本和系数; $H_{ELS}^{inv}$ 和 $H_{EHC}^{inv}$ 分别为ELS和EHC的安装容量; $f_{loss}^{Sca}$ 为输氢管道运输氢气的损耗成本; $\alpha_{EHC}^{ces}$ 为EHC的投资成本; $M_{EHC}$ 为EHC的折旧年限。

### 2)海上输电损耗成本

$$F_{loss}^{DA} = \sum_{t=1}^{24} \alpha_{loss} l_J P_{WT,s}(t) \quad (19)$$

式中: $l_J$ 为海底电缆长度; $P_{WT,s}(t)$ 为 $t$ 时刻实际传输的风电功率; $\alpha_{loss}$ 为单位长度电缆的输电损耗系数。

### 3)购能成本

购能成本包括购电和购气成本,具体可表示如下。

$$F_{Buy}^{DA} = \sum_{t=1}^{24} (c_{e,b}(t) P_{e,b}(t) + c_{g,b}(t) \frac{G_{Gas}(t)}{q_{HHV}^g}) \quad (20)$$

式中: $c_{e,b}(t)$ 为电网分时电价; $c_{g,b}(t)$ 为购气价格; $P_{e,b}(t)$ 为 $t$ 时刻IES外部购电量; $G_{Gas}(t)$ 为 $t$ 时刻IES的购气量; $q_{HHV}^g$ 为天然气低热值。

### 4)碳交易成本

IES中碳排放源于HGT、HGB和外部购电。设IES的碳配额为 $D_{IES}$ ,实际碳排放量为 $D_{IES}^{act}$ ,其分别可表示为:

$$\begin{cases} D_{IES} = \sum_{t=1}^{24} (\xi_e P_{e,b}(t) + \xi_h (\varphi_{e-h} P_{HGT,e}(t) + P_{HGT,h}(t) + P_{HGB,h}(t))) \\ D_{Buy}^{act} = \sum_{t=1}^{24} (a_1 (P_{e,b}(t))^2 + b_1 P_{e,b}(t) + c_1) \\ D_{total}^{act} = \sum_{t=1}^{24} (a_2 (P_{total}(t))^2 + b_2 P_{total}(t) + c_2) \\ P_{total}(t) = \varphi_{e-h} P_{HGT,e}(t) + P_{HGB,h}(t) + P_{HGT,h}(t) \\ D_{IES}^{act} = D_{total}^{act} + D_{Buy}^{act} - \alpha_{MR} P_{MR,g}(t) \end{cases} \quad (21)$$

因此,IES碳交易成本 $F_{CET}^{DA}$ 可表示为<sup>[17-18]</sup>:

$$F_{CET}^{DA} = \lambda_{CET} (D_{IES}^{act} - D_{IES}) \quad (22)$$

式中: $\xi_e$ 和 $\xi_h$ 分别为电、热碳配额系数; $\varphi_{e-h}$ 为电热折算系数; $a_1/a_2$ 、 $b_1/b_2$ 、 $c_1/c_2$ 分别为燃煤机组/燃气机组的碳排放计算系数; $\alpha_{MR}$ 为MR吸收CO<sub>2</sub>的效率; $D_{total}^{act}$ 为燃气机组的实际碳排放量; $\lambda_{CET}$ 为单位碳交易价格; $D_{Buy}^{act}$ 为外购电力的实际碳排放量。

### 5)设备运维成本

$$F_{O\&M}^{DA} = \sum_{t=1}^{24} (\sum_n \varepsilon_n P_n(t) + \sum_j \beta_j (P_{j,c}(t) + P_{j,d}(t))) \quad (23)$$

式中: $n$ 和 $j$ 分别为能源、储能设备的种类; $\beta_j$ 为储能设备 $j$ 的运维系数; $P_n(t)$ 、 $\varepsilon_n$ 为能源设备 $n$ 的输出功率和运维系数; $P_{j,c}(t)$ 和 $P_{j,d}(t)$ 分别为储能设备 $j$ 的充、放能功率。

### 6)启停成本

$$F_{QT}^{DA} = \sum_{t=1}^{24} I_n(t) (1 - I_n(t-1)) \chi_n(t) \quad (24)$$

式中 $I_n(t)$ 和 $\chi_n(t)$ 分别为 $t$ 时刻第 $n$ 类能源设备的启停状态和启停惩罚成本系数。

### 7)弃风成本

$$F_{WT}^{DA} = \sum_{t=1}^{24} \lambda_{WT} (P_{WT,p}^1(t) - P_{WT}(t)) \quad (25)$$

式中: $\lambda_{WT}$ 为弃风成本系数; $P_{WT}(t)$ 和 $P_{WT,p}^1(t)$ 为风电消纳和预测功率。

## 4.2.2 约束条件

### 1)设备运行约束

$$\begin{cases} I_n(t) P_n^{\min} \leq P_n(t) \leq I_n(t) P_n^{\max} \\ P_n^{\downarrow} \leq P_n(t+1) - P_n(t) \leq P_n^{\uparrow} \end{cases} \quad (26)$$

$$\begin{cases} W_j(t) = W_j(t)(1 - \gamma_j) + (P_{j,c}(t) \eta_{j,c} - P_{j,d}(t) / \eta_{j,d}) \\ W_j^{\min} \leq W_j(t) \leq W_j^{\max} \\ 0 \leq P_{j,c}(t) \leq I_{j,c}(t) P_{j,c}^{\max} \\ 0 \leq P_{j,d}(t) \leq I_{j,d}(t) P_{j,d}^{\max} \\ I_{j,c}(t) + I_{j,d}(t) \leq 1 \end{cases} \quad (27)$$

式中: $I_{j,c}(t)$ 和 $I_{j,d}(t)$ 分别为储能设备 $j$ 的运行状态; $P_n^{\max}$ 和 $P_n^{\min}$ 分别为 $P_n(t)$ 的输出上、下限值; $\eta_{j,c}$ 和 $\eta_{j,d}$ 分别为储能设备 $j$ 的充、放能效率; $W_j(t)$ 为储能设备 $j$ 的储能容量; $P_{j,c}^{\max}$ 为 $P_{j,c}(t)$ 的上限值; $\gamma_j$ 为储能设备 $j$ 的自损系数; $P_n^{\uparrow}$ 和 $P_n^{\downarrow}$ 分别为 $P_n(t)$ 的爬坡率上、下限值; $P_{j,d}^{\max}$ 为 $P_{j,d}(t)$ 分别的上限值; $W_j^{\min}$ 和 $W_j^{\max}$ 分别为 $W_j(t)$ 的最小、最大值。

### 2)功率平衡约束

$$\begin{cases} P_{WT}(t) + P_{BT,d}(t) + P_{e,b}(t) + P_{HFC,e}(t) + P_{HGT,e}(t) = U_e^{act}(t) + P_{BT,c}(t) + P_{ELS,e}(t) \\ P_{WHB,h}(t) + P_{TST,d}(t) + P_{HGB,h}(t) + P_{HFC,h}(t) = U_h^{act}(t) + P_{TST,c}(t) \\ m_{ELS,H_2}(t) + m_{HST}^{in}(t) = m_H(t) + m_{MR,H_2}(t) + m_{HFC,H_2}(t) + m_{HST}^{out}(t) \\ P_{HGT,g}(t) + P_{HGB,g}(t) + P_{AR,c}(t) = U_g^{act}(t) + P_{AR,d}(t) + P_{Gas,g}(t) + P_{MR,g}(t) \end{cases} \quad (28)$$

式中: $U_e^{act}(t)$ 、 $U_h^{act}(t)$ 和 $U_g^{act}(t)$ 分别为 $t$ 时刻IDR

后电、热、气负荷； $m_{\text{ELS}, \text{H}_2}(t)$ 为 $t$ 时刻 ELS 的产氢量； $P_{\text{HGT}, \text{g}}(t)$ 和 $P_{\text{HGB}, \text{g}}(t)$ 分别为 $t$ 时刻 HGT 和 HGB 的耗气功率； $P_{\text{WHB}, \text{h}}(t)$ 为 WHB 的输出热功率； $P_{\text{Gas}, \text{g}}(t)$ 为 $t$ 时刻 IES 购气功率。

需求响应约束可见式(13)–(16)所示。

选取以下作为确定参数代入日内调度模型中。

- 1) 类激励型 IDR 的调用量；
- 2) 价格型 IDR 的调用量；
- 3) 各设备的运行状态。

#### 4.3 日内优化模型

日内调度不需考虑 I 类激励 IDR 补贴和各设备启停成本，但需额外引入 II 类激励 IDR 补贴成本。日内目标函数可表示如下。

$$\min F_{\text{IES}}^{\text{ID}} = F_{\text{Sea}}^{\text{ID}} + F_{\text{CET}}^{\text{ID}} + F_{\text{Buy}}^{\text{ID}} + F_{\text{O\&M}}^{\text{ID}} + F_{\text{WT}}^{\text{ID}} + F_{\text{loss}}^{\text{ID}} + F_{\text{IDR}}^{\text{II}} \quad (29)$$

$$F_{\text{WT}}^{\text{ID}} = \sum_{t=1}^{\Delta T} \lambda_{\text{WT}} (P_{\text{WT}, \text{p}}^3(t) - P_{\text{WT}}(t)) \quad (30)$$

式中：上标 ID 表示日内阶段； $\Delta T$ 为日内调度周期； $P_{\text{WT}, \text{p}}^3(t)$ 为日内风电的预测功率； $F_{\text{IDR}}^{\text{II}}$ 为 II 类激励 IDR 补贴成本。其余成本与日前阶段一致。

日内调度的约束条件与日前类似，如式(26)–(28)，此处不再赘述。

选取以下确定参数代入实时优化模型：

- 1) 各类能源耦合设备出力计划；
- 2) II 类激励型 IDR 的调用量；
- 3) 日内阶段的储能设备充、放能计划。

#### 4.4 实时优化模型

该阶段以 5min 为时间尺度，基于实时更新的海上风电功率和各类负荷预测数据对日内调度中购电、购气功率以及各设备出力计划进行修正。与日内阶段不同，实时阶段需额外考虑设备调整惩罚成本和 III 类 IDR 补贴成本，其目标函数如下。

$$\min F_{\text{IES}}^{\text{Rt}} = F_{\text{Sea}}^{\text{Rt}} + F_{\text{CET}}^{\text{Rt}} + F_{\text{Buy}}^{\text{Rt}} + F_{\text{O\&M}}^{\text{Rt}} + F_{\text{WT}}^{\text{Rt}} + F_{\text{loss}}^{\text{Rt}} + F_{\text{IDR}}^{\text{III}} + F_{\text{TZ}}^{\text{Rt}} \quad (31)$$

$$\left\{ \begin{aligned} F_{\text{WT}}^{\text{Rt}} &= \sum_{t=1}^{\Delta T} \lambda_{\text{WT}} (P_{\text{WT}, \text{p}}^3(t) - P_{\text{WT}}(t)) \\ F_{\text{Buy}}^{\text{Rt}} &= \sum_{t=1}^{\Delta T} (c_{\text{e}, \text{b}}(t) (P_{\text{e}, \text{b}}(t) + \Delta P_{\text{e}, \text{b}}(t)) + c_{\text{g}, \text{b}}(t) (P_{\text{Gas}}(t) + \Delta P_{\text{Gas}}(t)) / q_{\text{HHV}}^{\text{g}}) \\ F_{\text{TZ}}^{\text{Rt}} &= \sum_{t=1}^{\Delta T} ((\Delta P_{\text{n}}(t))^2 \lambda_{\text{n}} + (\Delta P_{\text{j}, \text{c}}(t))^2 \lambda_{\text{j}, \text{c}} + (\Delta P_{\text{j}, \text{d}}(t))^2 \lambda_{\text{j}, \text{d}}) \end{aligned} \right. \quad (32)$$

式中： $\lambda_{\text{j}, \text{c}}$ 和 $\lambda_{\text{j}, \text{d}}$ 为储能设备 $j$ 的充、放能调整惩罚

系数；上标 Rt 表示实时阶段； $F_{\text{TZ}}^{\text{Rt}}$ 为实时调整成本； $\Delta P_{\text{e}, \text{b}}(t)$ 和 $\Delta P_{\text{Gas}}(t)$ 分别为购电和购气功率改变量； $\Delta P_{\text{n}}(t)$ 和 $\lambda_{\text{n}}$ 为分别设备 $n$ 的改变量和调整惩罚系数； $P_{\text{WT}, \text{p}}^3(t)$ 为风电预测功率； $\Delta P_{\text{j}, \text{c}}(t)$ 和 $\Delta P_{\text{j}, \text{d}}(t)$ 分别为储能设备 $j$ 的充、放能改变量。

实时阶段的约束条件与日内一致，通过实时优化后可确定以下参数。

- 1) III 类激励型 IDR 的调用量；
- 2) 各设备的最终输出功率；
- 3) 向上级的购电量和购气量。

### 5 算例分析

#### 5.1 基础数据

本文以某沿海综合能源工业园区为研究对象，其内部拓扑结构图如图 1 所示。海上风电和系统负荷预测功率见图 3；各能源设备参数见表 1<sup>[19–20]</sup>；分时电价和气价见文献[21]； $\xi_{\text{e}}$ 和 $\xi_{\text{h}}$ 为 0.728 t/MWh 和 0.102 t/GJ<sup>[13]</sup>，电力和天然气的价格弹性系数为-0.1 和-0.2，交叉弹性系数为 0.03<sup>[19]</sup>；单位碳交易价格 $c_{\text{CET}}$ 为 0.268 元/kg；海上风电输电投资成本直接参考文献[22–23]。

#### 5.2 日前调度分析

为了验证 OWHP 和需求响应对 IES 运行影响，设置 4 个方案进行对比分析。

方案 1：海上风电场直接接入 IES；方案 2：海上风电场通过 OWHP 系统接入 IES；方案 3：海上风电场通过制氢系统接入 IES，并考虑氢能多环节利用；方案 4：在方案 3 的基础上，进一步考虑了日前 IDR 策略。4 种方案的优化结果如表 2 所示。

方案 1 为海上风电场直接接入 IES，而方案 2 为海上风电场通过 OWHP(SDE、ELS、EHC、HTP 和 HSS)接入 IES 参与运行。图 4 为 OWHP 各设备出力以及方案 1 和方案 2 的风电消纳对比结果。可以看出，在引入 OWHP 系统后，方案 2 的风电消纳水平得到了显著提高，这是由于 ELS 在夜间 01:00—07:00 以及 21:00—00:00 等风电富裕时段启动，将风电功率转换为氢气，并经过氢气压缩后通过输氢管道输入进陆上天然气掺氢管道中，供应 HGT 和 HGB 使用。HSS 也可在 01:00—07:00 等氢气富裕时进行储存，并在 09:00—12:00 和 18:00—21:00 等用氢时段释放氢气，供用氢设备使用。由表 2 可知，引入海上制氢系统后方案 2 的弃风成本和 IES

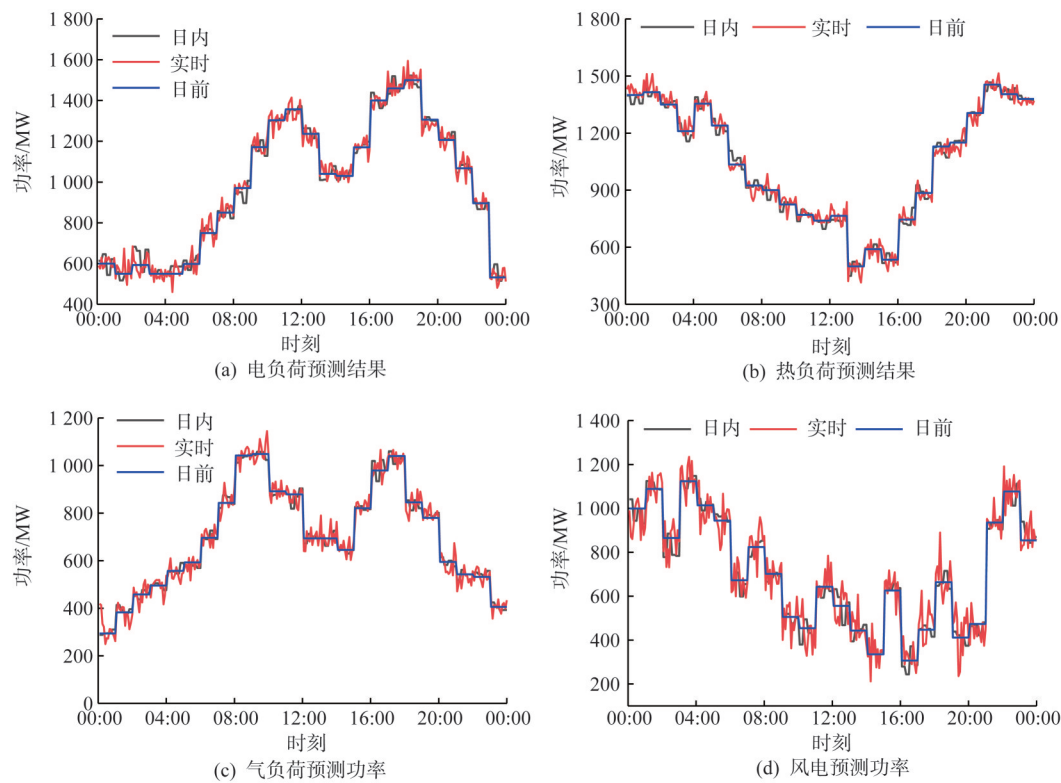


图3 负荷和风电的预测功率

Fig.3 Predictive power of loads and wind power

| 表 1 IES 设备运行参数                            |       |         |               |                                   |
|-------------------------------------------|-------|---------|---------------|-----------------------------------|
| Tab. 1 IES equipment operating parameters |       |         |               |                                   |
| 设备                                        | 容量/MW | 转换效率    | 爬坡率约束/<br>MWh | 单位运行成本/<br>(元·MWh <sup>-1</sup> ) |
| ELS                                       | 400   | 0.4~0.9 | 100           | 0.046                             |
| MR                                        | 150   | 0.7     | 30            | 0.026                             |
| HGT                                       | 600   | 0.92    | 150           | 0.044                             |
| WHB                                       | 800   | 0.90    | 200           | 0.025                             |
| HGB                                       | 1 000 | 0.90    | 200           | 0.035                             |
| HFC                                       | 300   | 0.92    | 80            | 0.030                             |
| BT                                        | 200   | 0.95    | 40            | 0.011                             |
| TST                                       | 150   | 0.92    | 30            | 0.018                             |
| AR                                        | 150   | 0.95    | 30            | 0.021                             |
| HSD                                       | 150   | 0.95    | 30            | 0.025                             |

总成本得到有效降低, 降幅分别为 29.19 % 和 5.54 %, 且碳排放量下降了 11.35 %。

方案 3 在方案 2 的基础上, 进一步引入了 HFC 和 MR。图 5 为两种方案的 ELS 和风电对比情况。图 6 为方案 3 的氢能多环节利用设备输出情况。由图 5 可以看出, 方案 2 由于仅存在燃气掺氢环节, 而燃气掺氢量一般控制在 20 % 之内, 使氢能的利用场景

| 表 2 方案 1—4 的优化结果                                 |         |         |         |         |
|--------------------------------------------------|---------|---------|---------|---------|
| Tab. 2 Optimization results for scenarios 1 to 4 |         |         |         |         |
| 参数                                               | 方案 1    | 方案 2    | 方案 3    | 方案 4    |
| 购电成本/万元                                          | 69.76   | 64.86   | 62.47   | 59.96   |
| 天然气成本/万元                                         | 182.12  | 168.03  | 159.72  | 157.43  |
| 运维及折旧成本/万元                                       | 60.84   | 70.54   | 75.89   | 71.27   |
| 弃风成本/万元                                          | 21.68   | 15.35   | 9.34    | 4.54    |
| 输电损耗成本/万元                                        | 15.54   | 8.51    | 6.17    | 5.24    |
| 输氢损耗成本/万元                                        | 0       | 5.14    | 6.39    | 5.97    |
| 激励 IDR 补贴成本/万元                                   | 0       | 0       | 0       | 3.34    |
| 碳交易成本/万元                                         | -10.58  | -12.86  | -16.25  | -19.88  |
| IES 总成本/万元                                       | 339.36  | 320.57  | 302.73  | 287.87  |
| 碳排放总量/t                                          | 9 864.5 | 8 744.7 | 7 869.6 | 7 154.8 |

受限。方案 3 在引入氢能多环节利用模型后, 由于氢能的利用场景增加, 增加了 ELS 的产氢效率, 故有效提升了 ELS 在 01:00—08:00 和 15:00—00:00 等时段的产氢功率, 同时也增加了风电消纳水平。由表 2 可知, 方案 3 的弃风成本下降了 39.08 %。

从图 6 可以看出, 方案 3 中 ELS 生成的氢气不仅可输入进天然气管道中, 还能通过 HFC 将氢气转换为电、热能, 也可通过 MR 将氢气转换为天然气

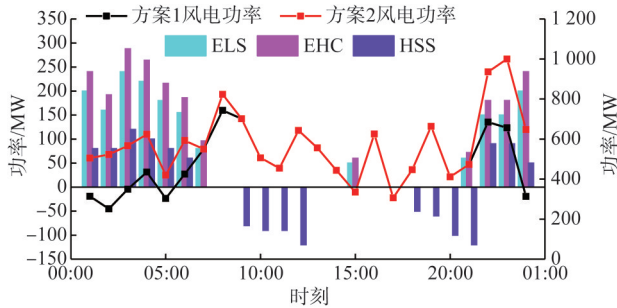


图4 海上风电制氢系统出力 and 风电消纳对比

Fig. 4 Comparison of output and wind power consumption of offshore wind power hydrogen production system

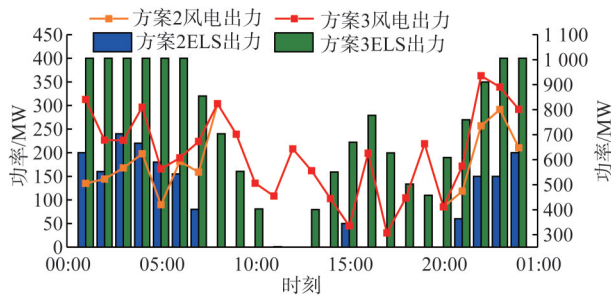


图5 方案2和方案3的ELS和风电对比情况

Fig. 5 Comparison of ELS and wind power between scheme 2 and scheme 3

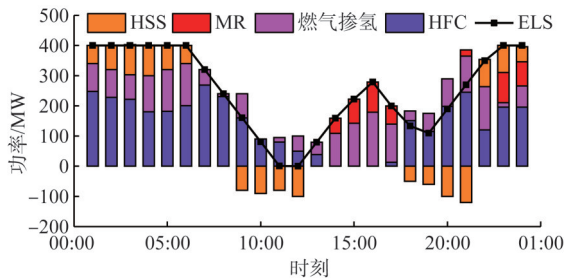


图6 方案3的氢能多环节利用设备输出情况

Fig. 6 Output situation of hydrogen energy multi link utilization equipment in scheme 3

以降低天然气的购能成本,有效丰富了氢能的利用途径,发挥了氢能利用的多方面效益。从表2可知,方案3的IES总成本和碳排放总量下降了5.57%和10.01%。

最后对比方案3和方案4,即方案4在方案3的基础上,引入了价格型IDR和I类激励型IDR策略。图7为方案4中日前各类IDR的优化结果。可以看出,在引入日前IDR策略后,各类负荷均呈现削峰填谷的趋势。以电负荷为例,在价格型IDR策略的引导下,在01:00—07:00时段,由于该时段电负荷需求较低,用户选择将10:00—12:00和

17:00—20:00等用电高峰时段的电负荷转移至用电谷时段,实现了负荷削峰填谷,平滑了用户用能曲线。同理,热负荷和气负荷的趋势与电负荷相似,此处不在赘述。由表2可知,方案4的IES总成本和碳排放量下降了4.91%和9.08%。

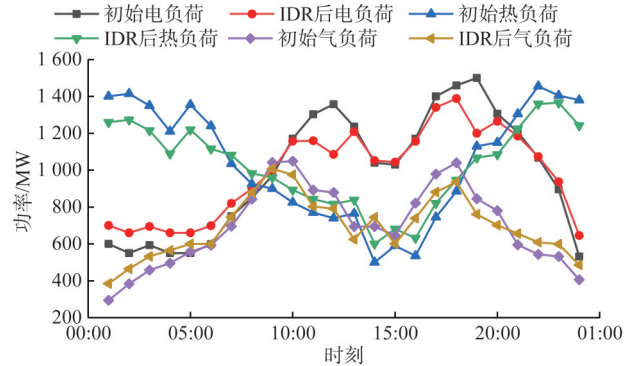


图7 日前电、热、气负荷优化结果

Fig. 7 Optimization results of day ahead loads including electricity, heat, and gas

为了进一步讨论ELS采用变效率和恒定效率对风电制氢和IES优化的影响,在方案4的基础上,ELS采用恒定效率运行。两种方案的成本对比结果如表3所示,图8为ELS的制氢效率和制氢量对比结果。

表3 方案4—5的对比结果

Tab. 3 Comparison results of scheme 4 and scheme 5

| 方案 | 弃风成本/万元 | IES总成本/万元 | 碳排放总量/t |
|----|---------|-----------|---------|
| 4  | 4.54    | 287.87    | 7 154.8 |
| 5  | 6.22    | 291.25    | 7 355.3 |

由图8可知,蓝色曲线为PEME恒定制氢效率系数,紫色曲线为PEME变效率制氢系数。可以看出,采用变效率制氢系数后,PEME的制氢效率随制氢量的增加而逐渐上升,即制氢量越多,PEME的制氢效率越大。而由于制氢效率的增加,在夜间01:00—07:00以及22:00—00:00等时段,场景4中PEME的输出功率多于场景3,进一步提升了系统的能源利用效率。由表3可知,相比方案5,方案4在引入ELS变效率运行后其弃风成本、IES总成本分别下降了27.01%、1.17%,碳排放量下降了2.73%。

### 5.3 日内调度分析

将日前阶段确定的日前IDR响应量、各机组运行状态代入到日内阶段,并以15 min为时间尺度参

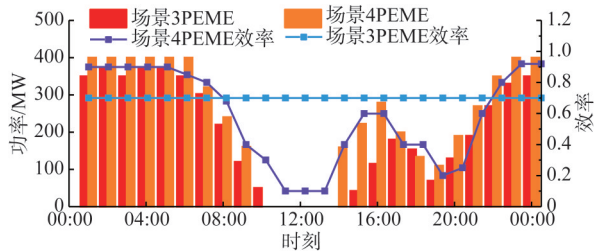


图 8 ELS 制氢功率与效率曲线优化结果

Fig. 8 Optimization results of ELS hydrogen production powers and efficiency curves

与调度。同样基于上述方案 1—4, 可得到日内阶段各方案的优化结果如表 4 所示。

表 4 日内方案 1—4 的优化结果

Tab. 4 Optimization results for scheme 1 to 4

| 参数             | 方案 1    | 方案 2    | 方案 3    | 方案 4    |
|----------------|---------|---------|---------|---------|
| 购电成本/万元        | 68.45   | 62.47   | 61.06   | 57.63   |
| 天然气成本/万元       | 181.25  | 166.85  | 158.73  | 153.10  |
| 运维及折旧成本/万元     | 61.57   | 72.68   | 76.58   | 72.95   |
| 弃风成本/万元        | 21.25   | 16.27   | 10.05   | 3.14    |
| 输电损耗成本/万元      | 14.85   | 8.04    | 4.98    | 4.35    |
| 输氢损耗成本/万元      | 0       | 4.88    | 5.75    | 5.08    |
| Ⅱ类激励 IDR 成本/万元 | 0       | 0       | 0       | 6.24    |
| 碳交易成本/万元       | -11.38  | -14.11  | -17.88  | -21.05  |
| IES 总成本/万元     | 335.99  | 317.08  | 299.27  | 281.44  |
| 碳排放总量/t        | 9 597.6 | 8 547.6 | 7 725.9 | 6 957.6 |

由表 4 可以看出, 相比方案 1, 方案 2 在引入海上风电制氢系统后通过将夜间富裕的风电功率转换为氢能, 其系统的弃风成本下降了 25.87%, IES 总成本和碳排放量分别下降了 5.62% 和 10.94%, 验证了海上风电制氢系统的有效性。对于方案 3, 在进一步引入了氢能多环节利用模型后, 由于氢能利用途径增加, 促进了氢气的转换并增加了风电消纳, 相比方案 2, 其 IES 总成本和碳排放量分别下降了 5.61% 和 9.61%, 验证了氢能多环节利用策略的有效性。而对于方案 4, 引入日内 IDR 后, 通过转移或削减部分负荷量, 平滑用能需求, 降低负荷峰谷差。相比方案 3, 方案 4 虽承担了补贴 IDR 激励补贴成本, 但其碳排放量和总成本下降 9.94% 和 5.95%, 验证其有效性。

综上可以看出, 日内阶段各方案的优化结果趋势与日前阶段趋势一致, 验证了日前阶段确定的机组运行状态、负荷响应量的合理性。

5.4 实时优化结果

接下来将日内阶段的各设备出力计划、Ⅱ类激励 IDR 响应量代入到实时优化模型中, 并基于实时更新的源、荷预测数据进行实时优化, 可得到表 5 的各方案对比结果。通过对比表 5 各方案的优化结果, 可知各方案的趋势与日前、日内调度阶段相似, 此处不在赘述。而从整体上看, 通过对比表 1、表 2 和表 4 可以发现, 相比前两个阶段, 实时阶段中的弃风成本得到了有效降低。在实时运行阶段, 系统进一步将海上风电出力预测误差与各类负荷的波动情况纳入考量, 通过动态调整各类设备的出力分配策略, 精准应对系统功率波动对运行稳定性的影响。这种精细化的调控机制显著增强了系统对海上风电功率的消纳能力。虽然实时阶段考虑了设备调整惩罚成本, 但由于减少了购电、购气等交互功率波动率, 降低了购电、购气成本, 故 IES 总成本在整体上均低于日前、日内调度阶段, 验证了实时优化阶段的有效性。

表 5 方案 1—4 的实时优化结果

Tab. 5 Real-time optimization results for scheme 1 to 4

| 参数             | 方案 1    | 方案 2    | 方案 3    | 方案 4    |
|----------------|---------|---------|---------|---------|
| 购电成本/万元        | 64.56   | 56.17   | 53.55   | 45.65   |
| 天然气成本/万元       | 176.67  | 162.82  | 155.95  | 153.81  |
| 运维及折旧成本/万元     | 63.11   | 75.67   | 77.69   | 74.04   |
| 弃风成本/万元        | 18.24   | 10.58   | 4.37    | 0       |
| 输电损耗成本/万元      | 13.25   | 7.25    | 3.25    | 3.89    |
| 输氢损耗成本/万元      | 0       | 4.21    | 4.55    | 4.32    |
| Ⅲ类激励 IDR 成本/万元 | 0       | 0       | 0       | 5.54    |
| 碳交易成本/万元       | -11.84  | -14.69  | -18.62  | -21.76  |
| 设备调整惩罚成本/万元    | 6.68    | 9.57    | 12.73   | 9.69    |
| IES 总成本/万元     | 330.67  | 311.58  | 293.47  | 275.18  |
| 碳排放总量/t        | 9 233.5 | 8 158.9 | 7 563.8 | 6 688.9 |
| 交互功率波动率/%      | 17.68   | 15.21   | 14.34   | 8.68    |

接下来分析以方案 4 为例, 分析多时间尺度下设备优化结果和需求响应调度结果。图 9 为实时调度优化下的电、热、气负荷调整结果。图 10 为 ELS、HGT、HGB 和 HFC 等部分设备在实时阶段的调整结果。从图 9 可以看出, 在引入Ⅲ类 IDR 模型后, 用户能够在负荷高峰时段主动削减非必要用电需求, 以此缓解系统供能压力; 同时还可通过优化负荷曲线的方式, 深度参与系统功率波动的平抑过程, 显著降低电网功率波动幅度。此外, 相比方

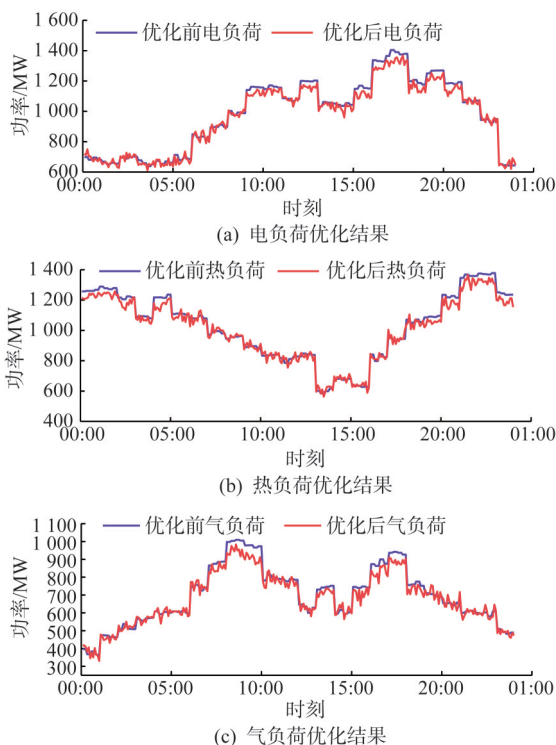


图9 实时阶段下Ⅲ类激励型IDR响应量

Fig. 9 Response of type III incentive idr in real-time stage

案1—方案3, 方案4中的交互功率波动率得到了有效下降, 相比方案1—3分布下降了50.9%、42.93%和39.47%, 其原因是方案4引入了实时IDR模型, 使用户也参与到平抑功率波动中, 有效降低了联络线的交互功率波动率, 证明了多重IDR模型的有效性。

从图10可以看出, 由于海上风电和负荷存在较大的预测误差, 实时阶段通过对日内阶段的各设备出力计划进行调整优化, 以缓解海上风电和负荷预测不确定性对系统功率波动带来的影响, 从而使IES优化结果更符合实际情况。而在图10(a)的08:00—12:00、17:00—21:00和图10(d)中01:00—06:00、21:00—00:00等时段, HGT和HGB均出现下调, 这是由于电、热负荷削减导致的, 同时也证明了源、荷的相互协调。

## 6 结论

本文提出一种计及OWHP和多重IDR模型的含氢IES多时间尺度优化运行模型, 通过对各方案、各时间尺度进行对比分析, 验证模型的有效性, 可得到如下结论。

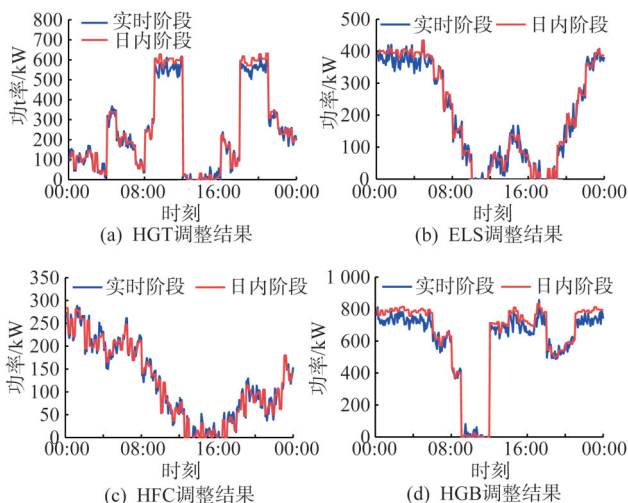


图10 IES部分设备的实时调整结果

Fig. 10 Real time adjustment results of IES equipments

1)所提海上风电制氢系统可有效消纳海上富裕的风电功率, 并将风电功率转换为清洁的氢气, 不仅提升了IES能源利用效率, 同时也降低了系统碳排放量和购能成本。结果表明, 相比海上风电直接接入IES时, 引入海上风电制氢系统可有效降低IES总成本约5.54%和碳排放总量约11.35%。

2)氢能多环节利用模型不仅丰富了氢能的使用途径, 同时也有效提升了海上风电制氢效率, 充分发挥了氢能的多方面效益。相比单一用氢方式, 氢能多环节利用模型可降低IES总成本约5.57%和碳排放总量约10.01%。

3)通过引入多时间尺度优化调度策略, 可有效缓解海上风电和负荷的预测误差, 通过引入多重IDR模型, 并对各能源设备进行调整优化, 可充分缓解源、荷不确定性带来的系统功率波动。

4)所提多重IDR模型不仅能有效平滑用户负荷曲线, 实现削峰填谷的作用, 还能使用户也参与到系统功率波动平抑过程中, 充分发挥了各类IDR资源的调节特性。

然而, 由于海上风电制氢系统部分设备如ELS、氢气压缩机、氢燃料电池等在频繁工况下存在寿命衰减。今后将针对IES中长期调度, 对设备的寿命衰减、储氢物理特性等开展研究。

## 参考文献

- [1] 丰力, 张莲梅, 韦家佳, 等. 基于全生命周期经济评估的海上风电发展与思考[J]. 中国电力, 2024, 57(9): 80-93.  
FENG Li, ZHANG Lianmei, WEI Jiajia, et al. Development

- & thinking of offshore wind power based on life cycle economic evaluation[J]. Electric Power, 2024, 57(9): 80–93.
- [2] WU Shuning, LI Huaqiang, LIU Yang, et al. A two-stage rolling optimization strategy for park-level integrated energy system considering multi-energy flexibility [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2023(145): 108600.1–108600.12.
- [3] 田甜, 李怡雪, 黄磊, 等. 海上风电制氢技术经济性对比分析[J]. 电力建设, 2021, 42(12): 136–144.  
TIAN Tian, LI Yixue, HUANG Lei, et al. Comparative analysis on the economy of hydrogen production technology for offshore wind power consumption[J]. Electric Power Construction, 2021, 42(12): 136–144.
- [4] 杜云飞, 沈欣炜, 郦洪柯, 等. 考虑微观选址的分布式海上风电制氢容量优化配置[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(21): 61–70.  
DU Yunfei, SHEN Xinwei, LI Hongke, et al. Optimization configuration of hydrogen production capacity for distributed offshore wind power considering micro site selection [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(21): 61–70.
- [5] 秦政, 刘佳, 靳明月, 等. 多因素影响下海上风电制氢运输技术经济性分析[J]. 中国资源综合利用, 2023, 41(7): 172–176.  
QIN Zheng, LIU Jia, JIN Mingyue, et al. Economic analysis of transportation technology for hydrogen production from offshore wind power under the influence of multiple factors[J]. China Resources Comprehensive Utilization, 2023, 41(7): 172–176.
- [6] 黄伟捷, 江岳文. 远海风电输电和制氢经济可行性分析[J]. 中国电力, 2022, 55(1): 91–100.  
HUANG Weijie, JIANG Yuewen. Current status and outlook of hydrogen production and utilization in China [J]. Electric Power, 2022, 55(1): 91–100.
- [7] 蔡国伟, 孔令国, 薛宇, 等. 风氢耦合发电技术研究综述[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(21): 130–131.  
CAI Guowei, KONG Lingguo, XUE Yu, et al. Overview of research on wind power coupled with hydrogen production technology [J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(21): 130–131.
- [8] 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.
- [9] 张虹, 孟庆尧, 王明晨, 等. 考虑火电机组参与绿证购买交易的含氢综合能源系统经济低碳调度策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(3): 26–35.  
ZHANG Hong, MENG Qingyao, WANG Mingchen, et al. Economic and low-carbon dispatch strategy of a hydrogen-containing integrated energy system considering thermal power units participating in green certificate purchase trading [J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(3): 26–35.
- [10] 胡俊杰, 童宇轩, 刘雪涛, 等. 计及精细化氢能利用的综合能源系统多时间尺度鲁棒优化策略[J]. 电工技术学报, 2024, 39(5): 1419–1435.  
HU Junjie, TONG Yuxuan, LIU Xuetao, et al. Multi-time-scale robust optimization strategy for integrated energy system considering the refinement of hydrogen energy use [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(5): 1419–1435.
- [11] 魏震波, 李杰, 杨超, 等. 基于动态掺氢策略的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电网技术, 2024, 48(8): 3155–3164.  
WEI Zhenbo, LI Jie, YANG Chao, et al. Low-carbon economic scheduling for integrated energy system based on dynamic hydrogen doping strategy [J]. Power System Technology, 2024, 48(8): 3155–3164.
- [12] 许周, 孙永辉, 谢东亮, 等. 计及电/热柔性负荷的区域综合能源系统储能优化配置[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(2): 53–59.  
XU Zhou, SUN Yonghui, XIE Dongliang, et al. Optimal configuration of energy storage for integrated region energy system considering power/thermal flexible load [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(2): 53–59.
- [13] 王瑞, 程杉, 刘烨, 等. 基于综合需求响应和奖惩阶梯碳交易的能源枢纽主从博弈优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(8): 75–85.  
WANG Rui, CHENG Shan, LIU Ye, et al. Master-slave game optimal scheduling of energy hub based on integrated demand response and a reward and punishment ladder carbon trading mechanism [J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(8): 75–85.
- [14] 李振坤, 王铮丽, 姚一聪, 等. 多类型需求响应下含氢能综合能源系统低碳运行[J]. 电力系统及其自动化学报, 2024, 36(2): 44–54.  
LI Zhenkun, WANG Zhengli, YAO Yicong, et al. Low carbon operation of hydrogen energy integrated energy system under multitype demand response [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2024, 36(2): 44–54.
- [15] 江岳文, 杨国铭, 陈宇辛, 等. 考虑电解槽动态制氢效率的氢网运行优化[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(8): 3014–3027.  
JIANG Yuewen, YANG Guomin, CHEN Yuxin, et al. Optimal operation for the hydrogen network under consideration of the dynamic hydrogen production efficiency of electrolyzers [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(8): 3014–3027.
- [16] ELBERRY A M, THAKUR J, SANTASALO-AARNIO A, et al. Large-scale compressed hydrogen storage as part of renewable electricity storage systems [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2021, 46(29): 15671–15690.
- [17] 洪明志, 吴杰康, 罗伟明, 等. 考虑余热梯级利用的综合能源系统减碳协同优化模型[J]. 南方电网技术, 2025, 19(1): 129–139, 149.  
HONG Mingzhi, WU Jiekang, LUO Weiming, et al. Coordinative optimization model for carbon reduction in integrated energy systems considering cascading utilization of waste heat [J]. Southern Power System Technology, 2025, 19(1): 129–139, 149.
- [18] 李咸善, 李子怡, 仇成龙, 等. 考虑碳市场出清的综合能源系统电碳市场运营策略[J]. 南方电网技术, 2025, 19(4): 146–160.  
LI Xianshan, LI Ziyi, QIU Chenglong, et al. Electricity carbon market operation strategy of integrated energy system considering carbon market clearing [J]. Southern Power System

- Technology, 2025, 19(4): 146 – 160.
- [19] 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.
- [20] 葛淑娜, 张彩玲, 王爽, 等. 计及氢能多元利用和绿证-碳联合交易的综合能源系统优化运行[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(12): 231 – 237.
- GE Shuna, ZHANG Cailing, WANG Shuang, et al. Optimizing the operation of a integrated energy system that takes into account the multiple utilization of hydrogen energy and the green certification carbon joint trading [J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(12): 231 – 237.
- [21] 邱彬, 宋绍鑫, 王凯, 等. 计及需求响应和阶梯型碳交易机制的区域综合能源系统优化运行[J]. 电力系统及其自动化学报, 2022, 34(5): 87 – 95, 101.
- QIU Bing, SONG Shaoxin, WANG Kai, et al. Optimal operation of regional integrated energy system considering demand response and ladder carbon trading mechanism [J]. Proceedings of the CSU-EPSCA, 2022, 34(5): 87 – 95, 101.
- [22] 田书欣, 韩雪, 符杨, 等. 计及海上风电不确定性的输电网两阶段鲁棒扩展规划[J]. 上海交通大学学报, 2024, 58(9): 1400 – 1409.
- TIAN Shuxin, HAN Xue, FU Yang, et al. Two-stage robust expansion planning of transmission network considering uncertainty of offshore wind power [J]. Journal of Shanghai Jiaotong University, 2024, 58(9): 1400 – 1409.
- [23] 马建波, 王朝晖. 面向碳中和的区域供冷系统和海上风电的协同规划分析[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(20): 8061 – 8073.
- MA Jianbo, WANG Zhaohui. Coordinated planning of offshore wind power and district cooling systems with thermal energystorage for carbon neutrality [J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(20): 8061 – 8073.

收稿日期: 2025-02-18; 网络首发日期: 2025-05-30

作者简介:

燕兵(1989), 女, 讲师, 硕士, 研究方向为综合能源系统;  
杨志林(1984), 女, 讲师, 硕士, 研究方向为综合能源系统;  
张岩(1989), 男, 通信作者, 副教授, 硕士, 研究方向为综合能源系统、微网能量管理, zhangyanep@163.com。

(上接第 94 页 Continued from Page 94)

- [23] 马瑞, 郝晓光, 金飞, 等. 考虑风光发电与储氢系统耦合的日前运行优化调度模型[J/OL]. 现代电力, 1 – 10[2024 – 12 – 3]. <http://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2023.0322>.
- MA Rui, HAO Xiaoguang, JIN Fei, et al. An optimal dispatching model for day-ahead operation considering coupling of wind and photovoltaic power generation and hydrogen storage system [J/OL]. Modern Electric Power, 1 – 10[2024 – 12 – 3]. <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2023.0322>.
- [24] 吴培, 赵雨泽, 李志伟, 等. 考虑分析的绿氢蓝氢综合能源系统低碳调度策略[J/OL]. 华北电力大学学报(自然科学版), 1 – 9 [2024 – 12 – 19]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/13.1212.tm.20231212.1001.002.html>.
- WU Pei, ZHAO Yuze, LI Zhiwei, et al. Consider low-carbon dispatching strategy of green hydrogen and blue hydrogen integrated energy system [J/OL]. Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition), 1 – 9 [2024 – 12 – 19]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/13.1212.tm.20231212.1001.002.html>.
- [25] 余金伟, 陆亚红, 王茹楠, 等. 计及余热利用的氢电耦合系统多时间尺度优化运行[J/OL]. 现代电力, 1 – 13[2024 – 12 – 3]. <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2023.0071>.
- YU Jinwei, LU Yahong, WANG Runan, et al. Multi-time scale optimal operation of hydrogen-electricity coupling system considering waste-heat utilization [J/OL]. Modern Electric Power, 1 – 13[2024 – 12 – 3]. <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2023.0071>.
- [26] 肖碧涛, 刘元, 叶雨润, 等. 考虑广义储能参与灵活响应的光储氢集站实时能量管理策略[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(10): 53 – 61.
- XIAO Bitao, LIU Yuan, YE Yurun, et al. Real-time energy management strategy of photovoltaic hydrogen storage station considering the participation of generalized energy storage and flexible response [J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(10): 53 – 61.

收稿日期: 2025-01-10; 网络首发日期: 2025-04-10

作者简介:

刘越溢(2000), 男, 硕士研究生, 研究方向为电氢耦合系统, lyy24866@163.com;  
李虹(1979), 女, 通信作者, 讲师, 博士, 研究方向为新能源电力系统分析与控制, lxy.lh@163.com。