

# 基于模型预测控制的掺氢微能源网低碳经济调度

王沛<sup>1</sup>,张汉清<sup>1</sup>,杨楠<sup>2</sup>,邵能灵<sup>3</sup>,赵亮<sup>4</sup>

(1. 河海大学 电气与动力工程学院,江苏 南京 211100;2. 国网江苏省电力有限公司 南京供电分公司,江苏 南京 210000;  
3. 上海交通大学 电气工程系,上海 200240;4. 南方电网数字电网研究院股份有限公司,广东 广州 510700)

**摘要:**为了实现微能源网(MEG)的低碳经济运行,抑制风光出力给系统带来的不确定性,重点考虑氢能制、储、用各环节与MEG的耦合关系,建立考虑绿电-电解-掺氢转换过程的MEG优化调度模型,提出基于深度学习的模型预测控制调度策略。通过夏、冬典型日的仿真验证所提策略的有效性,基于多个典型场景验证氢能交互和阶梯碳价的引入可有效引导MEG低碳经济运行。参数敏感性分析结果表明,燃机掺氢比和碳基价的增大均会提高系统运行成本,有效降低系统碳排放量。

**关键词:**微能源网;掺氢燃机;模型预测控制;阶梯碳交易;低碳经济调度

**中图分类号:**TM73;TK01

**文献标志码:**A

**DOI:**10.16081/j.epae.202412032

## 0 引言

微能源网(micro energy grid, MEG)被认为是一个很有前途的领域,其能够实现多元能源协同,提高能源利用效率。开发多能源的协同和互补潜力,促进多种能源类型之间的耦合和转换,对MEG的绿色低碳运行具有重要的意义和前景<sup>[1]</sup>。电转气(power to gas, P2G)、氢储运技术在成本和规模化方面的突破加快了氢能与MEG的融合速度。文献[2]提出了一种含P2G-燃料电池的冷热电联供系统规划的多目标分布式鲁棒优化模型,实现了经济与环境之间的合理权衡。但燃料电池的现有技术成熟度偏低,距离规模化、商业化运行仍有距离。随着长距离、大规模管道掺氢技术的突破,天然气掺氢也为“双碳”目标下MEG的掺氢运行提供了新思路。文献[3]对含H<sub>2</sub>透平和氢燃料电池配置的电厂进行了性能研究,结果表明燃料混合技术使H<sub>2</sub>作为燃机燃料更可行;文献[4]基于多学科集成建模方法开发了一种新的H<sub>2</sub>混合燃机模型,可进一步应用于MEG的随机优化调度。但上述研究大多是对燃气轮机掺氢可行性的研究,很少考虑到掺氢燃机在混合能源系统中降碳增效方面的作用及H<sub>2</sub>渗透给MEG带来的调度强不确定性问题。

同时,MEG具有多能流复杂的时空耦合、可再生能源出力与负荷的强不确定性等问题,使系统的调度优化运行非常复杂。文献[5]基于风险价值理

论提出了计及楼宇热惯性的区域综合能源系统分布式调度方法,实现了鲁棒性和经济性的合理分配。也有部分文献针对MEG的低碳调度进行了研究,如:文献[6]提出了一种考虑源侧调度和需求侧调度结合的低碳经济运行模式,实现了系统的调峰移峰和碳减排;文献[7]针对含氢MEG,基于多目标决策理论和逼近理想排序技术,建立了多目标折中最优的分布鲁棒低碳调度模型。但上述调度策略缺乏对实时供需误差的反馈动作,难以克服源、荷的预测误差以及实时运行的短视效应。

模型预测控制(model predictive control, MPC)是在预测模型的基础上实现有限控制时间内的最优控制,将控制问题转变为优化问题,能有效处理系统强不确定性等问题。文献[8]提出了一种多时间尺度的两阶段MPC策略,引入动态调整平抑源、荷的不确定性;文献[9]提出了上层长时间尺度日前优化、下层短时间尺度日内滚动修正的多时间尺度MPC调度方法,削弱了不确定性对系统的影响。但这些研究大多是对滚动优化步骤进行多时间尺度优化,忽视了供需预测和校正反馈平抑系统调度不确定性的作用。

因此,本文以氢能与MEG的耦合和交互过程为研究对象,建立绿氢的制、储、用过程模型;以掺氢燃机为主要的氢能消纳和能量转化终端,构建多能联供系统,分析氢能的耦合方式、掺氢比等参数对系统低碳经济调度的影响;以阶梯碳交易场景下的碳排放成本及能源交易成本最小为优化目标,提出基于深度学习(deep learning, DL)的MPC优化调度策略;最后通过分析不同场景的调度策略,验证所提系统和策略的有效性。

## 1 掺氢MEG的结构与建模

### 1.1 掺氢MEG的结构

掺氢MEG的结构如图1所示,MEG内部主要包

收稿日期:2024-04-19;修回日期:2024-08-21

在线出版日期:2024-12-25

基金项目:国家自然科学基金联合重点项目(U2243243);国家重点研发计划项目(2022YFE0101600)

Project supported by the Joint Key Project of the National Natural Science Foundation of China (U2243243) and the National Key Research and Development Program of China (2022YFE0101600)

含分布式光伏与风电、电解槽、高压储氢罐、掺氢燃机、储热罐、电制冷机等。可再生能源优先满足用户侧的用电需求,在电力富余时段通过电解槽制氢并进行储存,混合天然气管道中的燃气作为燃机的燃料使用。

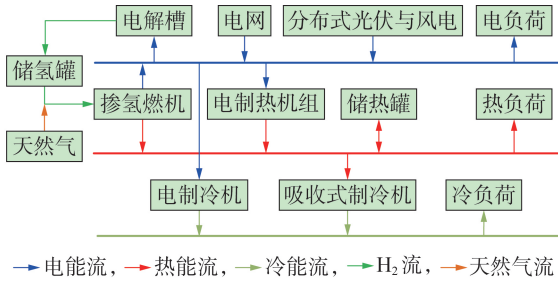


图1 掺氢MEG的结构

Fig.1 Structure of hydrogen-doped MEG

## 1.2 掺氢MEG建模

### 1.2.1 分布式可再生能源

光伏发电系统优先满足用户的用电需求,并在电力富余时段将多余的电能通过电解槽转换为 $H_2$ 进行贮存。光伏输出的效率模型<sup>[10]</sup>如式(1)所示。

$$\begin{cases} P_{PV} = N_{PV} I_{PV} U_{PV} f_T f_s / 1000 \\ I_{PV} = I_{PV}^{sc} (r_{ae} / r_{PV}^{rated} - 1) + I_{PV}^{pm} \\ U_{PV} = U_{PV}^{pm} [1 + 0.0593 \lg(r_{ae} / r_{PV}^{rated})] \\ f_T = 1 - (T_{PV}^{real} - T_{PV}^{rated}) / 200 \\ T_{PV}^{real} = T_{ae} + 3r_{ae} / 80 \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_{PV}$ 为光伏输出功率,单位为kW; $N_{PV}$ 为面板数量; $I_{PV}$ 、 $I_{PV}^{sc}$ 和 $I_{PV}^{pm}$ 分别为实时、短路、峰值电流,单位为A; $r_{ae}$ 和 $r_{PV}^{rated}$ 分别为实时、额定光照强度,单位为 $kW/m^2$ ; $U_{PV}$ 、 $U_{PV}^{pm}$ 分别为实时、峰值电压,单位为V; $f_T$ 、 $f_s$ 分别为温度、粉尘修正因子; $T_{ae}$ 、 $T_{PV}^{real}$ 、 $T_{PV}^{rated}$ 分别为环境温度、实际温度、额定温度,单位为 $^{\circ}C$ 。

风电机组与光伏一样,优先满足负荷需求,其输出功率<sup>[11]</sup>可以根据风速确定,如式(2)所示。

$$P_{WT} = \begin{cases} 0 & 0 \leq v \leq v_{in}, v \geq v_{out} \\ N_{WT} (av^3 - bP_{WT,r}) & v_{in} < v < v_r \\ N_{WT} P_{WT,r} = 0.5\rho N_{WT} A C_p v_r^3 \eta_1 \eta_2 & v_r \leq v < v_{out} \end{cases} \quad (2)$$

式中: $P_{WT}$ 为所有风电机组的输出功率,单位为kW; $N_{WT}$ 为风电机组数量; $v$ 、 $v_r$ 、 $v_{in}$ 、 $v_{out}$ 分别为实际风速、额定风速、切入风速、切出风速,单位为 $m/s$ ; $P_{WT,r}$ 为风电机组的额定功率,单位为kW; $\rho$ 为空气密度,单位为 $kg/m^3$ ; $A$ 为扫掠面积,单位为 $m^2$ ; $C_p$ 为风能利用系数; $\eta_1$ 、 $\eta_2$ 分别为机械效率、发电机效率; $a$ 、 $b$ 为经验参数, $a = P_{WT,r} / (v_r^3 - v_{in}^3)$ ,  $b = v_{in}^3 / (v_r^3 - v_{in}^3)$ 。

### 1.2.2 电解槽

电解槽将富余的风光资源和谷平时段的电能转

化为 $H_2$ 以实现能源转换,然后利用储氢罐和掺氢燃机分别进行 $H_2$ 的储、用。电解槽的效率模型<sup>[12]</sup>可表示为:

$$V_{H_2} = P_{EL} \eta_{EL} \nu_{EL} \quad (3)$$

式中: $V_{H_2}$ 为产氢的体积流量,单位为 $m^3/h$ ; $P_{EL}$ 为电解槽的输入功率,单位为kW; $\eta_{EL}$ 为电解槽的制氢效率,单位为 $kg/(kW \cdot h)$ ; $\nu_{EL}$ 为 $H_2$ 的比体积,单位为 $m^3/kg$ 。

### 1.2.3 广义储能单元

储氢是电解槽与掺氢燃机之间的纽带,在MEG中充当储能的角色。气态储氢罐的数学模型可表示为:

$$S_{HST}(t) = (1 - \delta_1) S_{HST}(t-1) + q_{HST}^{in}(t-1) \eta_{HST}^{in} \Delta t - q_{HST}^{out}(t-1) \Delta t / \eta_{HST}^{out} \quad (4)$$

式中: $S_{HST}(t)$ 为 $t$ 时段储氢罐的存储量,单位为 $m^3$ ; $q_{HST}^{in}(t-1)$ 、 $q_{HST}^{out}(t-1)$ 分别为 $t-1$ 时段的储、放氢流量,单位为 $m^3/h$ ; $\eta_{HST}^{in}$ 、 $\eta_{HST}^{out}$ 分别为储、放氢效率; $\delta_1$ 为氢损耗率; $\Delta t$ 为单位时段时间间隔,本文中为1h。

储氢罐实质上是一种储存电能和设备,但在MEG中,还要进行储热装置的规划。因此,建立储热罐的数学模型,如式(5)所示。

$$S_{TA}(t) = (1 - \delta_2) S_{TA}(t-1) + \eta_{TA}^{in} Q_{TA}^{in}(t-1) \Delta t - Q_{TA}^{out}(t-1) \Delta t / \eta_{TA}^{out} \quad (5)$$

式中: $S_{TA}(t)$ 为 $t$ 时段储热罐的存储量,单位为 $kW \cdot h$ ; $Q_{TA}^{in}(t-1)$ 、 $Q_{TA}^{out}(t-1)$ 分别为 $t-1$ 时段的储、放热功率,单位为kW; $\eta_{TA}^{in}$ 、 $\eta_{TA}^{out}$ 分别为储、放热效率; $\delta_2$ 为热损耗率。

### 1.2.4 掺氢燃机

掺氢燃机的数学模型<sup>[13]</sup>可表示为:

$$\begin{cases} Q_{MT} = P_{MT} (1 - \eta_{MT} - \eta_1) \eta_{MT}^{re} / \eta_{MT} \\ P_{MT} = \eta_{MT} (G_{MT}^{H_2} + G_{MT}^{CH_4}) [(1 - Y_{MT}) L_{CH_4} + Y_{MT} L_{H_2}] \\ Y_{MT} = G_{MT}^{H_2} / (G_{MT}^{H_2} + G_{MT}^{CH_4}) \end{cases} \quad (6)$$

式中: $P_{MT}$ 、 $Q_{MT}$ 分别为掺氢燃机的输出电功率、热功率,单位为kW; $G_{MT}^{H_2}$ 、 $G_{MT}^{CH_4}$ 分别为 $H_2$ 、 $CH_4$ 的体积流量,单位为 $m^3/h$ ; $L_{CH_4}$ 、 $L_{H_2}$ 分别为 $CH_4$ 、 $H_2$ 的低热值,单位为 $kW \cdot h/m^3$ ; $\eta_{MT}$ 、 $\eta_{MT}^{re}$ 、 $\eta_1$ 分别为掺氢燃机的能源转化率、余热回收率、热损率; $Y_{MT}$ 为掺氢比。

### 1.2.5 电制热机组

电制热机组的数学模型可表示为:

$$Q_{EH} = P_{EH} \eta_{EH} \quad (7)$$

式中: $Q_{EH}$ 、 $P_{EH}$ 分别为电制热机组的输出热功率、输入电功率,单位为kW; $\eta_{EH}$ 为电制热机组的制热效率。

### 1.2.6 制冷系统

用户侧的用冷需求主要由电制冷机提供,电制冷机的效率模型可表示为:

$$Q_{EC} = P_{EC} \lambda_{EC} \quad (8)$$

式中: $Q_{EC}$ 、 $P_{EC}$ 分别为电制冷机的输出冷功率、输入电功率,单位为kW; $\lambda_{EC}$ 为电制冷机的制冷系数。

燃机产生的高温废气除了供给用户的采暖与热水之外,还可以通过吸收式制冷机进行制冷。吸收式制冷机的效率模型可表示为:

$$Q_{AC}^C = Q_{AC}^H \lambda_{AC} \quad (9)$$

式中: $Q_{AC}^C$ 、 $Q_{AC}^H$ 分别为吸收式制冷机的输出冷功率、输入热功率,单位为kW; $\lambda_{AC}$ 为吸收式制冷机的制冷系数。

### 1.3 MEG运行约束条件

MEG低碳经济运行的约束条件包括能量守恒约束、质量守恒约束、电气交互约束、设备出力及爬坡约束、储能荷电状态约束等,具体表达式见附录A式(A1)~(A3)。

## 2 MPC调度策略

MPC方法的基本思路包括供需预测、滚动优化、校正反馈<sup>[14]</sup>3个部分。其中,供需预测模型根据历史信号和被控对象控制量的变化来预测未来一定时间内每个采样点的输出值。然后建立系统出力模型,考虑相关约束条件,在预测时段内以系统运行成本最小为目标函数进行优化求解,并将求解得到的第1个控制指令用于控制系统,最后将系统输出的实际值与预测值的误差反馈回去,以修正下一时段的预测结果,继续滚动优化。MPC调度策略流程图见图2。图中 $M$ 为滚动优化次数。

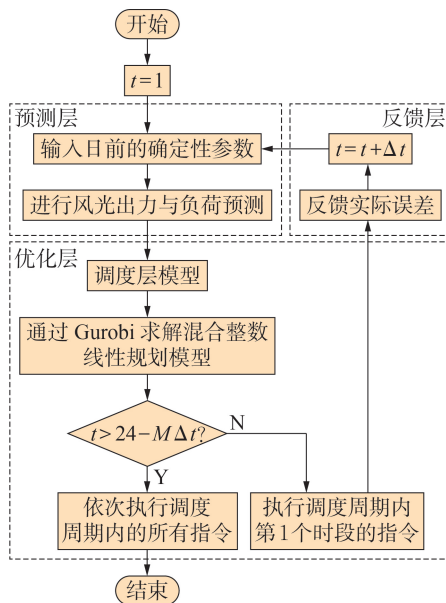


图2 MPC调度策略流程图

Fig.2 Flowchart of MPC scheduling strategy

### 2.1 供需预测

在实际运行过程中,需要根据短期负荷数据对系统进行优化和调整,以获得更优的经济性,因此需

要对调度阶段的风光出力及负荷进行短期预测,为系统的优化控制提供可参考的输入信息。长短期记忆(long short-term memory, LSTM)网络预测算法在负荷预测过程中具有更好的鲁棒性和记忆能力<sup>[15]</sup>,克服了循环神经网络缺乏长期记忆能力和梯度异常的问题,具有比其他算法更准确的预测结果。LSTM网络预测一般分为如下3个阶段<sup>[16]</sup>。

1)第一阶段:遗忘阶段。遗忘门决定丢弃的信息,由激活函数 $\sigma$ 进行处理,设置权重的取值范围为0~1。当权重取值为0时,表示丢弃所有信息;当权重取值为1时,表示所有信息被保留。经过处理,可得到 $f_t$ 、 $m_t$ ,其中: $f_t$ 为 $t$ 时段的信息保留程度系数,其取值接近1时表示保留信息,取值接近0时表示遗忘信息; $m_t$ 为 $t$ 时段控制更新阶段状态 $\tilde{u}_t$ 叠加到状态变量中的程度系数,其取值越接近1表示 $\tilde{u}_t$ 保存到状态 $u_t$ 的信息越完整。

2)第二阶段:更新阶段。基于 $t-1$ 时段的输出 $y_{t-1}$ 和 $t$ 时段的输入 $x_t$ 对输入门进行选择性更新,然后通过激活函数 $\tanh$ 得到更新后的状态信息,再将新生成的 $\tilde{u}_t$ 加入选择信息中,得到新的输出状态 $u_t$ 。

3)第三阶段:输出阶段。通过激活函数 $\tanh$ 对输出状态 $u_t$ 进行更新,再通过门控输出 $o_t$ 选择,最终得到输出 $y_t$ 。具体表达式为:

$$\begin{cases} f_t = \sigma(W_f[y_{t-1}, x_t] + b_f) \\ m_t = \sigma(W_m[y_{t-1}, x_t] + b_m) \\ \tilde{u}_t = \tanh(W_u[y_{t-1}, x_t] + b_u) \\ u_t = f_t u_{t-1} + m_t \tilde{u}_t \\ o_t = \sigma(W_o[y_{t-1}, x_t] + b_o) \\ y_t = o_t \tanh u_t \end{cases} \quad (10)$$

式中: $W_f$ 、 $W_m$ 、 $W_u$ 、 $W_o$ 分别为对应状态下的权重矩阵; $b_f$ 、 $b_m$ 、 $b_u$ 、 $b_o$ 分别为对应状态下的偏置向量。

本文以一年的风光出力与负荷数据作为数据样本,对数据集进行划分,其中80%的数据作为训练集,20%的数据作为测试集,并对数据进行最大最小归一化处理。设置LSTM网络的adam优化器参数如下:最大迭代次数为300,初始学习率为0.005,梯度阈值为1,学习率调整因子为0.1。预测典型日的源、荷结果见附录B图B1和图B2。

### 2.2 滚动优化

在基于MPC方法的调度策略中,滚动优化是关键步骤,其数学本质是在不断更新的时域边界内对系统进行连续优化。为了防止模型失配和环境干扰引起的控制偏差,以基于系统实际运行状态的有限时段反复滚动优化代替1次离线全局优化,即每次只执行第1个时段的控制指令,如式(11)所示。并接收实际系统的输出反馈结果,在 $t+1$ 时段重复该优化阶段,优化模型的求解时域同时平移<sup>[17]</sup>。



$$\{u(t+1|t), \dots, u(t+i|t), \dots, u(t+M|t)\} \quad (11)$$

式中： $u(t+i|t)$ 表示 $t$ 时段计算未来 $t+i$ 时段的控制指令。

本文取滚动优化的调度周期为1 h,以24 h的风光出力及冷/热/电负荷预测值为输入变量(即 $M=24$ ),以系统日运行经济性最优为优化目标,进行滚动优化求解,得到各设备的出力曲线。系统日运行成本 $C$ 包括碳排放成本及其与能源市场的交互成本,目标函数如式(12)所示。

$$\begin{cases} \min C = C_{\text{BCE}} + C_{\text{CO}_2} - C_{\text{SCE}} \\ C_{\text{BCE}} = \sum_{t=1}^M (\alpha_{\text{BE}} P_{\text{CD1}}(t) + \alpha_{\text{gas}} G_{\text{MT}}^{\text{CH}_4}(t) + \alpha_{\text{H}_2} q_{\text{H}_2}(t)) \Delta t \\ C_{\text{SCE}} = \sum_{t=1}^M (\alpha_{\text{SE}} P_{\text{GD0}}(t) + \alpha_{\text{h}} Q_{\text{H0}}(t)) \Delta t \end{cases} \quad (12)$$

式中： $C_{\text{BCE}}$ 、 $C_{\text{SCE}}$ 分别为购能成本、售能收益,单位为元； $\alpha_{\text{BE}}$ 、 $\alpha_{\text{SE}}$ 、 $\alpha_{\text{h}}$ 分别为购电、售电、售热价格,单位为元/(kW·h)； $P_{\text{CD1}}(t)$ 、 $P_{\text{GD0}}(t)$ 分别为 $t$ 时段从电网购电、向电网售电功率,单位为kW； $Q_{\text{H0}}(t)$ 为 $t$ 时段的售热功率,单位为kW； $q_{\text{H}_2}(t)$ 、 $G_{\text{MT}}^{\text{CH}_4}(t)$ 分别为 $t$ 时段购买的 $\text{H}_2$ 、 $\text{CH}_4$ 流量,单位为 $\text{m}^3/\text{h}$ ； $\alpha_{\text{gas}}$ 、 $\alpha_{\text{H}_2}$ 分别为天然气、 $\text{H}_2$ 单价,单位为元/ $\text{m}^3$ ； $C_{\text{CO}_2}$ 为碳排放成本,可以由阶梯式碳交易模型得到,如式(13)所示。与固定碳交易机制相比,阶梯式碳交易机制可以更好地限制高碳排放的能源系统<sup>[18]</sup>。

$$C_{\text{CO}_2} = \begin{cases} \lambda E_{\text{tr}} & E_{\text{tr}} < d \\ \lambda(1+\omega)(E_{\text{tr}}-d) + \lambda d & d \leq E_{\text{tr}} < 2d \\ \lambda(1+2\omega)(E_{\text{tr}}-2d) + \lambda(2+\omega)d & 2d \leq E_{\text{tr}} < 3d \\ \lambda(1+3\omega)(E_{\text{tr}}-3d) + \lambda(3+3\omega)d & 3d \leq E_{\text{tr}} \leq 4d \\ \lambda(1+4\omega)(E_{\text{tr}}-4d) + \lambda(4+6\omega)d & E_{\text{tr}} > 4d \end{cases} \quad (13)$$

$$E_{\text{tr}} = E_{\text{ind,ac}} - E_{\text{ind}} \quad (14)$$

$$E_{\text{ind,ac}} = \sum_{t=1}^M (M_{\text{E}} P_{\text{CD1}}(t) + M_{\text{gas}} G_{\text{MT}}^{\text{CH}_4}(t)) \Delta t \quad (15)$$

式中： $\lambda$ 为碳交易基价,单位为元/kg； $d$ 为区间长度,单位为kg； $\omega$ 为交易价格的增幅； $E_{\text{tr}}$ 为用户参与碳交易的份额； $E_{\text{ind,ac}}$ 、 $E_{\text{ind}}$ 分别为实际碳排放量、碳排放配额； $M_{\text{E}}$ 、 $M_{\text{gas}}$ 分别为电网、天然气的碳排放因子。

### 2.3 校正反馈

风光出力和负荷的预测结果与实际结果之间存在误差,为了补偿误差,在 $t$ 时段仅执行控制周期内第1个采样时段的控制指令,完成后将当前时段新能源出力、负荷的实际值和预测值的差值反馈给预测模型,修正预测模型以减少误差；然后在 $t+1$ 时段重新进行采样,并考虑上一时段的误差修正,形成闭环控制,通过闭环的形式抑制不确定性产生的误差,

使下一次的预测序列更加精确,避免持续的误差累积,以此提高系统的性能,如式(16)所示。

$$P_i^{\text{real}}(t+1) = P_i^{\text{pre}}(t+1) + \Delta P_i(t+1) \quad (16)$$

式中： $P_i^{\text{real}}(t+1)$ 、 $P_i^{\text{pre}}(t+1)$ 分别为 $t+1$ 时段的第 $i$ 个实际值、预测值序列； $\Delta P_i(t+1)$ 为由历史时段误差序列反馈产生的 $t+1$ 时段的第 $i$ 个误差修正序列,以减小 $t+1$ 时段的预测误差。

此外,通过引入调度误差惩罚项,反馈控制指令与实际出力之间的差值,以表达误差变化对MEG调度成本的作用,同时比较本文所提调度策略与传统调度策略。因此,最终的调度成本 $C_{\text{all}}$ 如式(17)所示,其包括运行成本、误差补偿成本以及误差惩罚成本。

$$\min C_{\text{all}} = C + \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^M (e_{i,t} \gamma_{i,e} \Delta t + e_{i,t} \gamma_{i,w} \Delta t) \quad (17)$$

式中： $e_{i,t}$ 为 $t$ 时段第 $i$ 种能量流的供需误差,即系统调度结果与实际需求之间的差额,单位为kW； $\gamma_{i,e}$ 、 $\gamma_{i,w}$ 分别为第 $i$ 种能量流供需误差的补偿系数、惩罚系数,单位为元/(kW·h)。

## 3 算例分析

为了验证本文所提基于MPC的MEG低碳经济调度策略的有效性,以图1所示某区域为研究对象,以1 d(24 h)为调度周期,在MATLAB中采用YALMIP工具箱以及GUROBI求解器进行求解,详细求解流程图如图2所示。

系统中各设备的额定功率及运行参数见附录C表C1。电价采用分时电价,如附录C表C2所示,其中00:00—07:00、22:00—24:00为低谷时段,11:00—14:00、18:00—22:00为高峰时段,其他时段为平时段。碳交易基价为0.3元/kg,天然气、 $\text{H}_2$ 均采用固定价格,分别为3.91、2.60元/ $\text{m}^3$ ,且考虑园区向外售电与售热,相关参数见附录C表C3。

### 3.1 调度结果分析

由于夏、冬季的用能习惯差异大,本文选取夏、冬季典型日作为2个测试算例。夏季典型日的能源需求特点是光伏渗透率高、冷负荷大、热负荷小,冬季典型日的能源需求特点是光伏渗透率低、冷需求小、热需求量大。通过基于DL的MPC滚动优化得到夏季典型日各设备的调度结果,如图3所示,图中:电能功率值大于0表示发电、购电,值小于0表示用电、售电;热能功率值大于0表示制热,值小于0表示耗热、售热;冷能功率值大于0表示制冷,值小于0表示耗冷。

夏季典型日的冷负荷需求较大,由图3(a)可知,在风光低出力时段,常规电负荷和电制冷机的用电需求过大,在电价平时段和低谷时段,系统优先向外部购电来满足用电需求,但因为与电网的额定联络

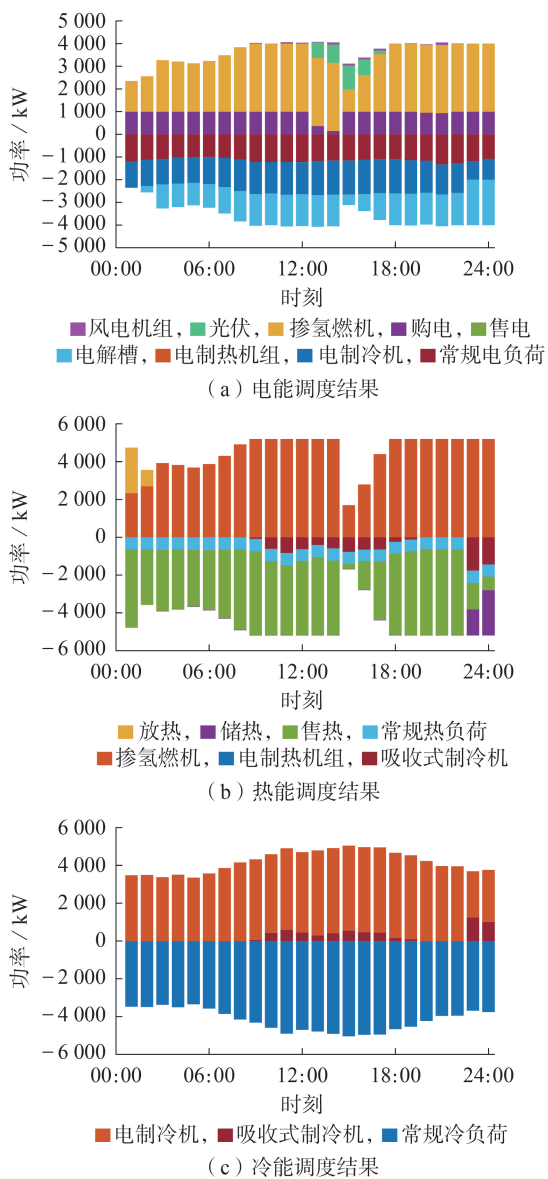


图3 夏季典型日的调度结果

Fig.3 Scheduling results of typical summer day

功率比负荷低,由掺氢燃机工作来满足剩余的用电负荷,如00:00—10:00、23:00—24:00时段;而在13:00—14:00的电价高峰时段,由于掺氢燃机热电联供的经济性优于向电网购电,用电需求由可再生能源发电和掺氢燃机优先供给,不足的部分通过向电网购电来满足;而在15:00—17:00时段,电价偏低,用电需求由可再生能源发电和向外部购电优先供给,不足的部分再由掺氢燃机提供。

由图3(b)、(c)可知,向外部售热的经济性优于吸收式制冷,所以冷负荷需求首先由电制冷机满足,但由于夏季的冷负荷需求过大,部分时段需要由吸收式制冷机供给。由于储氢罐存在损耗,掺氢燃机在00:00—02:00时段倾向于使用储氢罐中的 $H_2$ 来工作,所以在22:00—24:00时段,由于储氢罐存在容量约束,电解槽不仅需要为掺氢燃机供氢,还要满足

储氢罐的储氢需求,因此此时的用电需求增大,电制冷机没有足够的电能满足冷负荷需求,需要由吸收式制冷机供给。

与夏季典型日不同的是,冬季典型日的电负荷和热负荷需求增加,冷负荷需求骤减,且该区域典型日的风速长期低于风电机组的切入风速,风电机组出力微小。基于DL的MPC得到的冬季典型日调度结果如附录C图C1所示。由图C1(a)所示电能调度结果可知,设备的调度动作规律与夏季典型日基本一致,但由于电制冷的需求降低,用电负荷总需求也降低,因此一般不需要掺氢燃机和外部购电同时满功率运行,电解槽的制氢功率也随之降低。由图C1(b)所示热能调度结果可知,由于热负荷需求增加和掺氢燃机工作功率降低,系统在满足热负荷需求的同时,售热量大幅减少。由图C1(c)所示冷能调度结果可知,电制冷机以较低的功率就可以满足冷负荷需求。

本文所提基于DL的MPC调度策略与传统调度策略的调度成本对比如图4所示。由图可知,本文所提MPC调度策略在经济性方面优于传统调度策略。对比系统供需误差的补偿成本和惩罚成本可知,相较于传统的日前调度策略,考虑DL预测与反馈的MPC调度策略抑制源、荷不确定性的能力得到了较大的提升。

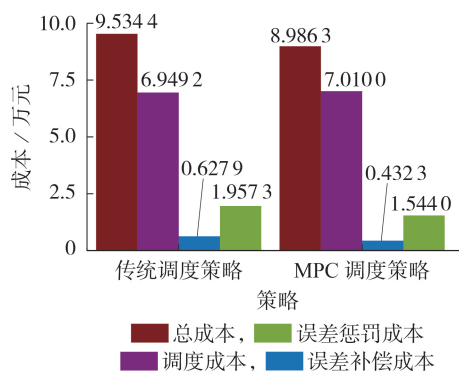


图4 MPC调度策略与传统调度策略的调度成本比较 (夏季典型日)

Fig.4 Comparison of scheduling cost between MPC scheduling strategy and traditional scheduling strategy (typical summer day)

### 3.2 不同场景的对比分析

针对夏、冬季典型日,设置如下4种场景,对各场景的成本与碳排放量进行比较,以分析氢市场和碳价机制对MEG运行的影响:①场景1,不考虑购氢与碳交易机制;②场景2,考虑购氢,但不考虑碳交易;③场景3,考虑购氢与固定碳价机制;④场景4,考虑购氢与阶梯碳价机制。

4种场景的运行结果见表1。相较于场景1,场

表1 4种场景的运行结果

Table 1 Operation results of four scenarios

| 典型日 | 场景 | 总成本 / 万元 | 碳交易成本 / 万元 | 碳排放量 / t | 购氢成本 / 万元 | 购气成本 / 万元 | 购电成本 / 万元 | 售热收益 / 万元 | 电制氢量 / m <sup>3</sup> |
|-----|----|----------|------------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------------------|
| 夏季  | 1  | 6.060    | —          | 58.637   | —         | 6.955     | 1.535     | 2.429     | 7703.500              |
|     | 2  | 5.193    | —          | 39.922   | 1.283     | 4.430     | 0.886     | 1.406     | 0                     |
|     | 3  | 6.690    | 1.497      | 39.922   | 1.283     | 4.430     | 0.886     | 1.406     | 0                     |
|     | 4  | 7.010    | 1.572      | 35.582   | 1.054     | 3.626     | 0.886     | 0.128     | 0                     |
| 冬季  | 1  | 5.432    | —          | 53.075   | —         | 4.024     | 1.803     | 0.395     | 4780.600              |
|     | 2  | 5.071    | —          | 42.882   | 0.593     | 3.149     | 1.329     | 0         | 743.258               |
|     | 3  | 6.551    | 1.362      | 36.322   | 0.823     | 3.487     | 0.953     | 0.074     | 0                     |
|     | 4  | 6.801    | 1.599      | 36.017   | 0.848     | 3.597     | 0.888     | 0.130     | 0                     |

景2考虑了购氢,其夏、冬季典型日的总成本分别降低了14.31%、6.65%,碳排放量分别减少了31.92%、19.21%,这是因为购氢在本文中被假设为零碳排,且在电价平时段和高峰时段,电制氢并不比直接购氢经济。相较于场景2,场景3考虑了固定碳价机制,其冬季典型日的碳排放量减少了15.30%,这是因为考虑碳排放成本后,即使在电价低谷时段,电制氢也不存在经济优势,所需H<sub>2</sub>全部外购得到。相较于场景3,场景4考虑了阶梯碳价机制:夏季典型日的碳排放量减少了4.34 t,这是因为减少售热使得掺氢燃机的出力降低;冬季典型日的碳排放量减少了0.305 t,这是因为部分外购电力由掺氢燃机代替;夏、冬季典型日的总成本分别增加了0.32、0.25万元,这是因为区域的负荷需求量较大,碳排放量处于较高的水平。分析4种场景的结果可知:向外部购氢和碳价机制对降低MEG的碳排放量有显著作用;对于高负荷需求的MEG,阶梯式碳价机制的降碳效果略优于固定碳价机制。

### 3.3 参数敏感性分析

#### 3.3.1 掺氢比对系统低碳经济运行的影响

掺氢燃机掺氢燃烧可在热电联供的同时,有效降低系统碳排放量,不同的掺氢比会直接影响MEG的运行情况。为此,本节着重研究燃机掺氢比对系统运行成本和碳排放量的影响,结果如附录C图C2所示。

由图C2可知,随着燃机掺氢比的不断增大,总成本保持持续稳步增长的趋势,这是因为MEG与电网的联络功率基本一直处于额定值,可再生能源发电优先用于满足用电负荷需求,掺氢燃机不得不运行以满足系统的热负荷需求,但是随着掺氢比增大,这使得掺氢燃机在同等功率运行时消耗更多的H<sub>2</sub>和更少的天然气,单位功率出力的成本更高,因此总成本增大。而随着掺氢燃机掺氢比的不断增大,碳排放量并非持续下降,当掺氢比取值在0.1~0.2内以及大于0.9时,碳排放量出现逆增长。这是因为当掺氢比取值在0.1~0.2内时,综合考虑碳价、氢价和售热,虽然掺氢燃机的单位功率碳排放量比市电低,但

其热电联供的单位成本高于电网在平时段的电价,因此在优先考虑经济性的情况下,平时段原本由掺氢燃机承担的负荷部分转移给了电网。而当掺氢比大于0.9时,即使单位功率碳排放量大幅减少,但掺氢燃机的单位成本已超过电网高峰时段的电价,此时掺氢燃机在高峰时段承担的负荷部分也转移给了电网。

不同掺氢比下的系统运行结果如附录C表C4所示。由表可知,当掺氢比为0.92、0.94时,碳排放量无变化,这是因为在阶梯碳交易机制下,碳排放量达到22.5 t的阈值后,碳交易价格增加了25%,考虑到经济性,部分外购电量被转移给单位碳排放量更低的掺氢燃机。由上述分析可以知道:对于本文研究的MEG,随着掺氢比增大,掺氢燃机的单位出力成本增大,单位功率碳排放量减少,因此系统运行总成本随着掺氢比的增大而增大;碳排放量总体上随着掺氢比的增大而降低,在掺氢比为0.90时碳排放量最小。

#### 3.3.2 碳基价对系统低碳运行的影响

相较于固定碳价机制,阶梯碳价机制可以更有效地限制碳排放,不同的碳价参数会直接影响MEG的调度动作。而在针对阶梯碳价的研究中发现,对于本文所研究的MEG,阶梯碳价机制中的碳基价对碳排放的影响最为突出。碳基价对系统运行成本和碳排放量的影响结果如附录C图C3所示。由图可知:碳排放成本的增大导致系统运行总成本增大;系统的碳排放量随着阶梯碳基价的增大呈现阶梯式下降的趋势,这是因为分时电价机制的存在导致系统内部在掺氢燃机和外购电能之间有所权衡;当碳基价大于0.84元/kg时,MEG内部设备的调度动作趋于稳定,碳排放量也逐渐趋于稳定,达到最低值26.6 t。

## 4 结论

本文建立了含氢、冷、热、电MEG的低碳调度模型,考虑电-气-热-氢的市场交互以及阶梯碳交易机制,提出了一种基于DL的MPC调度策略,选取夏季和冬季典型日为算例进行仿真分析,所得主要结论



如下。

1)对于测试的典型日,本文所提基于DL的MPC调度策略仍能抑制风光出力和负荷需求的随机性,及时调整各设备出力以提高运行经济性,验证了所提方法对于耦合掺氢燃机的MEG低碳经济调度的有效性;相较于传统的日前调度策略,考虑DL预测与反馈的MPC调度策略抑制源、荷不确定性的能力得到了较大的提升。

2)在掺氢MEG中引入H<sub>2</sub>的市场交互,对降低MEG运行成本和碳排放量有显著作用。但由于制氢成本较高,随着燃机掺氢比增大,MEG的运行总成本持续增长,碳排放量总体上呈下降趋势。

3)碳价可以有效引导掺氢MEG的低碳运行,设置合理的碳交易参数可以有效减少掺氢MEG的碳排放量,尤其是对于高负荷的MEG。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

#### 参考文献:

- [1] TAN Jinjing, LI Yang, ZHANG Xiaoping, et al. Operation of a commercial district integrated energy system considering dynamic integrated demand response: a Stackelberg game approach[J]. *Energy*, 2023, 274: 126888.
- [2] WANG Yuwei, SONG Minghao, JIA Mengyao, et al. Multi-objective distributionally robust optimization for hydrogen-involved total renewable energy CCHP planning under source-load uncertainties[J]. *Applied Energy*, 2023, 342: 121212.
- [3] SALAM M A, ALI SHAIKH M A, AHMED K. Green hydrogen based power generation prospect for sustainable development of Bangladesh using PEMFC and hydrogen gas turbine[J]. *Energy Reports*, 2023, 9: 3406-3416.
- [4] YE Jianan, XIE Min, ZHANG Shiping, et al. Stochastic optimal scheduling of electricity-hydrogen enriched compressed natural gas urban integrated energy system[J]. *Renewable Energy*, 2023, 211: 1024-1044.
- [5] 周亦洲, 戈婧宇, 程恩林, 等. 考虑不确定性和楼宇储热的区域综合能源系统分布式优化调度[J]. *电力自动化设备*, 2023, 43(11): 26-33.
- ZHOU Yizhou, GE Jingyu, CHENG Enlin, et al. Distributed optimal scheduling of regional integrated energy systems considering uncertainty and building heat storage[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2023, 43(11): 26-33.
- [6] CHEN Maozhi, LU Hao, CHANG Xiqiang, et al. An optimization on an integrated energy system of combined heat and power, carbon capture system and power to gas by considering flexible load[J]. *Energy*, 2023, 273: 127203.
- [7] 孙惠娟, 胡紫平, 彭春华, 等. 含氢综合能源系统多目标最优折中分布鲁棒低碳调度[J/OL]. *电力自动化设备*. (2024-06-17) [2024-07-09]. <https://doi.org/10.16081/j.epae.202406003>.
- [8] 王成山, 吕超贤, 李鹏, 等. 园区型综合能源系统多时间尺度模型预测优化调度[J]. *中国电机工程学报*, 2019, 39(23): 6791-6803, 7093.
- WANG Chengshan, LÜ Chaoxian, LI Peng, et al. Multiple time-scale optimal scheduling of community integrated energy system based on model predictive control[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2019, 39(23): 6791-6803, 7093.
- [9] 林旗斌. 基于模型预测控制的含压缩空气储能微电网多时间尺度优化调度方法[J]. *电气技术*, 2023, 24(7): 11-19, 63.
- LIN Qibin. Multi-time scale optimal scheduling strategy for micro energy network with compressed air energy storage based on model predictive control[J]. *Electrical Engineering*, 2023, 24(7): 11-19, 63.
- [10] DONG Haoxin, XU Chuanbo, CHEN Wenjun. Modeling and configuration optimization of the rooftop photovoltaic with electric-hydrogen-thermal hybrid storage system for zero-energy buildings: Consider a cumulative seasonal effect[J]. *Building Simulation*, 2023, 16(10): 1799-1819.
- [11] MAHMOUDI S M, MALEKI A, REZAEI OCHBELAGH D. A novel method based on fuzzy logic to evaluate the storage and backup systems in determining the optimal size of a hybrid renewable energy system[J]. *Journal of Energy Storage*, 2022, 49: 104015.
- [12] 林俐, 郑馨姚, 周龙文. 基于燃氢燃气轮机的风光火储多能互补优化调度[J]. *电网技术*, 2022, 46(8): 3007-3022.
- LIN Li, ZHENG Xinyao, ZHOU Longwen. Wind-PV-thermal-storage multi-energy complementary optimal dispatching based on hydrogen gas turbine[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(8): 3007-3022.
- [13] 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. Optimal operation of integrated energy system considering multi-utilization of hydrogen energy and green certification-carbon joint trading[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2023, 43(12): 231-237.
- [14] WEI Shangshang, GAO Xianhua, ZHANG Yi, et al. An improved stochastic model predictive control operation strategy of integrated energy system based on a single-layer multi-timescale framework[J]. *Energy*, 2021, 235: 121320.
- [15] 张越, 臧海洋, 程礼临, 等. 基于自适应时序表征和多级注意力的超短期风电功率预测[J]. *电力自动化设备*, 2024, 44(2): 117-125.
- ZHANG Yue, ZANG Haixiang, CHENG Lilin, et al. Ultra-short-term wind power forecasting based on adaptive time series representation and multi-level attention[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2024, 44(2): 117-125.
- [16] AN Peng, WANG Zhiyuan, ZHANG Chunjiang. Ensemble unsupervised autoencoders and Gaussian mixture model for cyberattack detection[J]. *Information Processing & Management*, 2022, 59(2): 102844.
- [17] OUAMMI A. Model predictive control for optimal energy management of connected cluster of microgrids with net zero energy multi-greenhouses[J]. *Energy*, 2021, 234: 121274.
- [18] WANG H B, ZHAO A J, KHAN M Q, et al. Optimal operation of energy hub considering reward-punishment ladder carbon trading and electrothermal demand coupling[J]. *Energy*, 2024, 286: 129571.

#### 作者简介:

王 沛(1986—),男,教授,博士,通信作者,主要研究方向为太阳能热发电与制氢、可再生综合能源系统低碳评价与经济运行(E-mail: franciswp2012@163.com);

张汉清(2000—),男,硕士研究生,主要研究方向为含氢综合能源系统低碳运行(E-mail: hohaizhq@163.com)。

(编辑 陆丹)

(下转第23页 continued on page 23)

## Optimal power distribution strategy of hybrid energy storage system considering SOC self-recovery

MA Wenzhong<sup>1</sup>,ZHANG Jiarui<sup>1</sup>,WANG Yusheng<sup>2</sup>,ZHANG Wenyan<sup>1</sup>,LI Hengshuo<sup>1</sup>,ZHU Yaheng<sup>1</sup>

(1. College of New Energy,China University of Petroleum(East China),Qingdao 266580,China;

2. PetroChina Planning and Engineering Institute,Beijing 100083,China)

**Abstract:**In the DC microgrid,the state of charge(SOC) of supercapacitor and battery in the hybrid energy storage system is easy to exceed the limit during operation,and the interaction between them will lead to the weakening of SOC recovery effect. In order to solve the above problems,a power secondary distribution strategy of hybrid energy storage system based on double-layer fuzzy control is proposed. The second layer constraint control is added to the first layer SOC self-recovery control to limit the recovery value,so as to enhance the SOC recovery effect. In view of the problems that the SOC recovery effect is weakened by the virtual capacitor due to its characteristics in the low frequency stage and the coupling effect between the frequency division control and the SOC self-recovery control in the high frequency stage,the secondary power distribution is optimized. The recovery compensation unit is added in the low frequency stage,and the frequency division control and SOC self-recovery control are decoupled and the decoupling compensation unit is added in the high frequency stage,so as to maximize the recovery effect,prolong the life of the energy storage device and speed up the power response. The relevant model is established in MATLAB/Simulink for simulation analysis,and the results show that the proposed control strategy can enhance the SOC recovery effect and improve the system stability.

**Key words:**hybrid energy storage system;SOC self-recovery;compensation unit;power distribution;fuzzy control

(上接第7页 continued from page 7)

## Low-carbon economic scheduling of hydrogen-doped micro energy grid based on model predictive control

WANG Pei<sup>1</sup>,ZHANG Hanqing<sup>1</sup>,YANG Nan<sup>2</sup>,TAI Nengling<sup>3</sup>,ZHAO Liang<sup>4</sup>

(1. College of Electrical and Power Engineering,Hohai University,Nanjing 211100,China;

2. Nanjing Power Supply Company,State Grid Jiangsu Electric Power Co.,Ltd.,Nanjing 210000,China;

3. Department of Electrical Engineering,Shanghai Jiao Tong University,Shanghai 200240,China;

4. China Southern Power Grid Digital Grid Research Institute Co.,Ltd.,Guangzhou 510700,China)

**Abstract:**In order to realize the low-carbon economic operation of micro energy grid(MEG) and suppress the uncertainty brought by wind and photovoltaic power generation output,the coupling relationship between each aspect of hydrogen energy production,storage and usage and MEG is mainly considered,then the optimal scheduling model of MEG considering the green electricity-electrolysis-hydrogen blending conversion process is established and the model predictive control scheduling strategy based on deep learning is proposed. The effectiveness of the proposed strategy is verified by the simulation of typical summer and winter days. The results of several typical scenarios verify that the introduction of hydrogen energy interaction and ladder carbon price can effectively guide the low-carbon economic operation of MEG. The results of parameter sensitivity analysis show that the increase of hydrogen-doped ratio of gas turbine and carbon base price will increase the operation cost of the system and effectively reduce the carbon emission of the system.

**Key words:**micro energy grid;hydrogen-doped gas turbine;model predictive control;ladder carbon trading;low-carbon economic scheduling



## 附录 A

1) 能质守恒约束。

$$\begin{cases} P_{PV} + P_{WT} + P_{MT} + P_{GDI} = P_{EC} + P_{EH} + P_{EL} + P_{DE} + P_{GDO} \\ Q_{EH} + Q_{MT} + Q_{TA}^{out} / \eta_{TA}^{out} = Q_{AC}^H + Q_{TA}^{in} + Q_H + Q_{H0} \\ Q_{EC} + Q_{AC}^C = Q_C \\ q_{H_2} + V_{H_2} + q_{hst}^{out} / \eta_{hst}^{out} = q_{hst}^{in} + G_{MT}^{H_2} \end{cases} \quad (A1)$$

式中：  $P_{DE}$ 、 $Q_H$ 、 $Q_C$  分别为电、热、冷负荷，单位为kW。

2) 设备出力及爬坡约束。

MEG中各设备均存在运行功率的上下限，包括与电网和气网的交互功率，储能SOC状态等，如式(A2)所示。

$$P_i^{\min} \leq P_i(t) \leq P_i^{\max} \quad (A2)$$

式中：  $P_i(t)$  为  $t$  时刻第  $i$  个设备的输出功率；  $P_i^{\min}$ 、 $P_i^{\max}$  分别为第  $i$  个设备输出功率的最小值、最大值。

其中部分设备存在着输出功率不能突变的限制，基于此，爬坡约束如式(A3)所示。

$$P_i(t) - P_i(t-1) \leq \Delta P_i^{\max} \quad (A3)$$

式中：  $\Delta P_i^{\max}$  为第  $i$  个设备功率变化的最大值。

## 附录 B

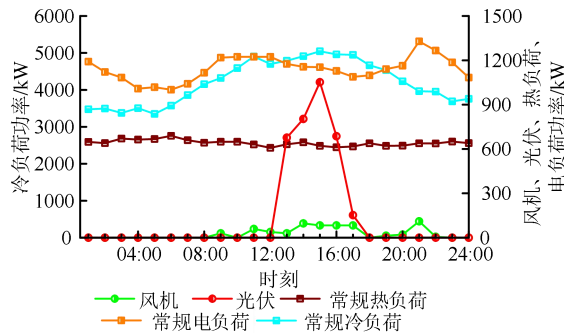


图 B1 夏季典型日源荷功率

Fig.B1 Source and load power of typical summer day

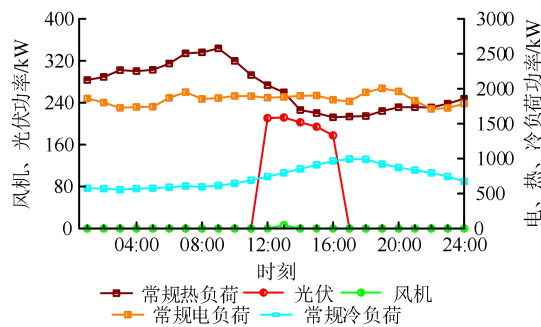


图 B2 冬季典型日源荷功率

Fig.B2 Source and load power of typical winter day

## 附录 C

表 C1 设备运行参数

Table C1 Equipment operation parameters

| 参数               | 取值                 | 参数                                   | 取值                 | 参数                                 | 取值         | 参数                               | 取值       |
|------------------|--------------------|--------------------------------------|--------------------|------------------------------------|------------|----------------------------------|----------|
| $I_{PV}^{sc}$    | 8.63A              | $v_{out}$                            | 20m/s              | $[S_{TA}^{min}, S_{TA}^{max}]$     | [400,8000] | $[P_{EH}^{min}, P_{EH}^{max}]$   | [0,1500] |
| $r_{PV}^{rated}$ | 1kW/m <sup>2</sup> | $C_p$                                | 0.59               | $\eta_{TA}^{in} / \eta_{TA}^{out}$ | 0.98       | $\lambda_{EC}$                   | 3        |
| $U_{PV}^{pm}$    | 30.7V              | $A$                                  | 3.14m <sup>2</sup> | $Y_{MT}$                           | 0.3        | $[P_{EC}^{min}, P_{EC}^{max}]$   | [0,1500] |
| $I_{PV}^{pm}$    | 8.15A              | $N_{WT}$                             | 1500               | $\eta_{MT}$                        | 0.3        | $\lambda_{AC}$                   | 0.7      |
| $T_{PV}^{rated}$ | 25℃                | $\eta_{EL}$                          | 0.024kg/kWh        | $\eta_l$                           | 0.05       | $[Q_{AC}^{Cmin}, Q_{AC}^{Cmax}]$ | [0,2000] |
| $N_{PV}$         | 8000               | $\delta_1 / \delta_2$                | 0.05               | $\eta_{MT}^{re}$                   | 0.8        | $[P_{GD}^{min}, P_{GD}^{max}]$   | [0,1000] |
| $v_{in}$         | 3m/s               | $[S_{HST}^{min}, S_{HST}^{max}]$     | [35,7000]          | $[P_{MT}^{min}, P_{MT}^{max}]$     | [300,3000] | $Q_{TA}^{max}$                   | 2400     |
| $v_r$            | 9m/s               | $\eta_{HST}^{in} / \eta_{HST}^{out}$ | 0.98               | $\eta_{EH}$                        | 0.99       | $q_{HST}^{max}$                  | 210      |

表 C2 分时电价

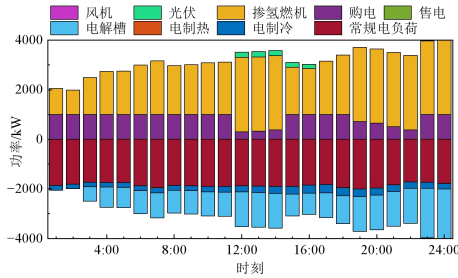
Table C2 Time-of-use price

| 时段   | 购电电价 (元/kWh) | 售电电价 (元/kWh) |
|------|--------------|--------------|
| 高峰电价 | 1.20         | 0.60         |
| 平电价  | 0.68         | 0.34         |
| 低谷电价 | 0.38         | 0.19         |

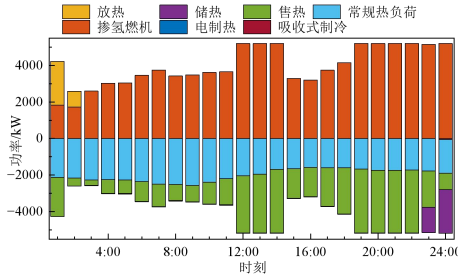
表 C3 其他参数

Table C3 Other parameters

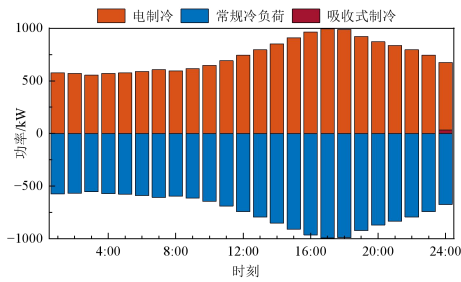
| 参数        | 取值                    | 参数             | 取值                    | 参数             | 取值                     |
|-----------|-----------------------|----------------|-----------------------|----------------|------------------------|
| $M_E$     | 0.942kg/kWh           | $\omega$       | 0.25                  | $\alpha_{H_2}$ | 2.6 元/m <sup>3</sup>   |
| $M_{gas}$ | 2.11kg/m <sup>3</sup> | $\lambda$      | 0.3 元/kg              | $\alpha_h$     | 0.3 元/kWh              |
| $d$       | 7500kg                | $\alpha_{gas}$ | 3.91 元/m <sup>3</sup> | $L_{H_2}$      | 3.54kWh/m <sup>3</sup> |



(a) 电能调度结果



(b) 热能调度结果



(c) 冷能调度结果

图 C1 冬季典型日的调度结果

Fig.C1 Scheduling results of typical winter day

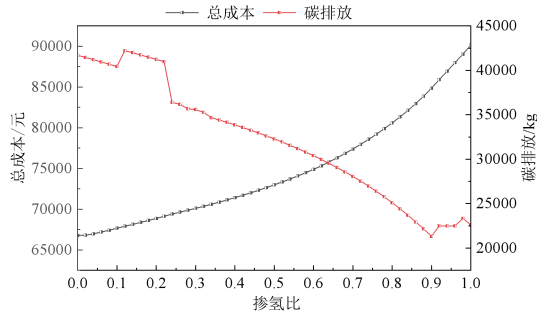


图 C2 掺氢比的影响分析

Fig.C2 Analysis of influence of hydrogen doping ratio

表 C4 掺氢比在 0.9~1 的影响

Table C4 Influence of hydrogen doping ratio in 0.9~1

| 掺氢比  | 总成本/万元 | 碳交易成本/万元 | 碳排放量/t | 购氢成本/万元 | 购气成本/万元 | 购电成本/万元 |
|------|--------|----------|--------|---------|---------|---------|
| 0.90 | 8.49   | 0.79     | 21.3   | 5.83    | 0.97    | 0.90    |
| 0.92 | 8.59   | 0.84     | 22.5   | 5.80    | 0.76    | 1.19    |
| 0.94 | 8.69   | 0.84     | 22.5   | 5.96    | 0.57    | 1.32    |
| 0.96 | 8.80   | 0.84     | 22.5   | 6.12    | 0.38    | 1.45    |
| 0.98 | 8.90   | 0.88     | 23.4   | 6.14    | 0.19    | 1.69    |
| 1.00 | 9.01   | 0.85     | 22.6   | 6.44    | 0.00    | 1.73    |

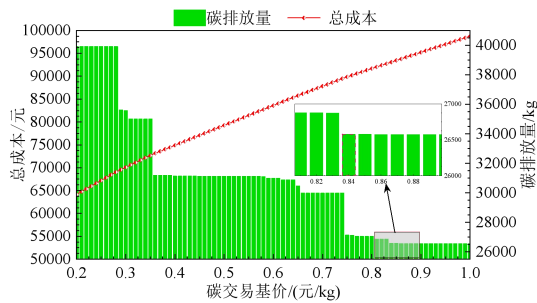


图 C3 碳基价的影响分析

Fig.C3 Analysis of influence of base price of carbon