# 计及光热电站与风氢系统互补运行的低碳经济调度策略

王冲1,陆煜1,左娟2,3,鞠平1

(1. 河海大学 能源与电气学院,江苏 南京 211100;2. 国网上海能源互联网研究院有限公司,上海 201210;3. 上海交通大学 电子信息与电气工程学院,上海 200240)

摘要:为促进风能高品质利用、降低系统的碳排放水平,提出一种光热电站与风氢系统互补运行方式:将系统 弃风作为制氢的电力来源以实现同节点下两者的光热-氢耦合。分析了光热电站中不同电转热环节对系统 低碳经济效益的影响,将电转气的氢能利用阶段分为CO2甲烷化和氢燃料电池运行,二者作为低碳技术的有 效手段,辅之以绿证-碳交易机制的低碳市场政策,进一步挖掘联合运行系统的减排能力;以系统综合运行成 本最低为目标建立低碳经济调度模型,再利用 McCormick 方法将混合整数非线性优化问题转化为混合整数 线性优化问题,并运用 CPLEX 求解器对模型进行求解;在改进的 IEEE 30节点系统上进行仿真验证,通过多 场景的设置,对比验证所提策略的有效性。

关键词:氢燃料电池;低碳经济;光热发电;碳交易;协调优化 中图分类号:TM73;TK01 文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202305008

## 0 引言

自"双碳"目标提出以来,我国电力行业逐渐向 清洁低碳方向转型,预计在2060年电力系统的构成 中,风电并网量占比约达30%<sup>[1]</sup>。但是风电的反调 峰特性会加剧系统峰谷差,而电网在负荷较低水平 时无力消耗风电导致弃风量增加,一定程度上造成 风能的浪费。如何解决高比例风电下的弃风问题,并 实现系统低碳经济运行,成为当前较为关注的问题。

光热发电(concentrated solar power, CSP)作为 一种新型的太阳能利用形式,可以实现能量在时间 上的转移,具有良好的可控性与可调度性。目前国 内学者对CSP电站参与优化调度进行了大量研究, 文献[2]考虑火电机组、CSP电站共同提供旋转备 用,并验证了系统风电消纳能力及经济性;文献[3] 构建了电热气互联综合能源系统,分析广义储能及 CSP电站参与经济优化运行的可行性。上述文献在 考虑CSP电站风电消纳问题时,主要通过电加热器 (electric heater, EH)将弃风转化为热能,并将热能 转化为电站可灵活调度的电能,但文献[4]指出EH 的后期维护成本很高,此时需进一步分析 CSP 电站 的低碳经济效益。有学者提出应结合风电耦合制氢 技术加快风能等可再生能源的利用开发<sup>[5]</sup>。文献 [6]考虑电转气设备与风电场协同规划,验证了电转 气设备对风电消纳的促进作用;文献[7]分析了电转 气消纳弃风与低碳协同机理,并对电-气互联低碳经

收稿日期:2022-12-18;修回日期:2023-03-05 在线出版日期:2023-05-29

基金项目:国家自然科学基金资助项目(52277088)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(52277088)

济调度展开了研究。现有文献对电转气进行建模时 多考虑电转天然气,已有相关研究考虑电转气的多 阶段利用。有关氢能多形式利用方面:文献[8]研究 氢能向热能和电能的转换,提出了综合能源系统热 电优化策略;文献[9]提及氢能结合捕集到的CO,可 作为P2G生产甲烷的原料,以提高燃气轮机与P2G 设备间的耦合程度,但并未考虑与CSP电站的联合 运行。有关氢热电联产方面:文献[10]对燃料电池 热电联产特性进行分析,提出了热-电综合利用的调 度优化策略;文献[11]对以氢为燃料的发电系统进 行了技术性评价,验证了氢热电联产在技术上的可 行性。此外,对于电转气利用过程的热量回收,相关 文献已进行了验证:文献[12]在园区综合能源系统 架构中考虑热网循环,验证了电解槽热量回收能满 足一定热负荷供应需求;文献[13]研究电制氢与储 热装置联合作用下系统的运行问题,验证了甲烷化 反应的热回收具备可行性。因此,从电转气实现电 热转换的角度出发考虑CSP电站对系统低碳经济运 行的影响具有重要意义。

随着新能源并网容量的增加,成本是制约可再 生能源制氢的主要因素,目前电解制氢的成本较高, 但国家发展和改革委员会最新研究表明:在我国实 现碳中和期间,氢储能容量单元成本降幅将超过 50%,且系统综合能量转换效率达到80%以上<sup>[14]</sup>。 而对于新能源发电和碳减排机制,我国已过渡到绿 色电力证书(简称绿证)交易和碳交易的市场模式, 因此亟需对绿证-碳交易联合市场下新能源发电效 益进行分析。

综上,本文在已有研究的基础上,针对电转气氢 能利用阶段的氢燃料电池(hydrogen fuel cell,HFC) 热电联产及甲烷化过程进行了详细建模,构建了含 CSP电站和电转气的光热-氢耦合互补模型。综合 考虑绿证-碳交易机制的联合市场,提出了一种计及 CSP电站与风氢系统互补运行的低碳经济调度策 略,建立系统综合运行成本最低的低碳优化目标。 最后,通过场景设置分析CSP电站与风氢系统互补 提升作用,并探讨了联合市场下HFC发电的经济性 问题。

# 1 含绿证-碳交易的CSP电站与风氢系统互 补运行框架

本文考虑"双高"背景下,高比例风电接入电力 系统,夜间风电过剩,用"电解槽+HFC+甲烷化装置" 代替EH实现CSP电站的电转热环节。同时在传统 模型的基础上,引入绿证-碳交易联合机制,进一步 限制火电机组的出力,具体框架如图1所示。



CSP电站与绿电制氢的互补特性如下:对于某 一时刻的负荷而言,电网可供调度的机组选择出力 方式不同。夜间负荷低谷时段光照条件不充足, CSP电站出力往往较低,但此时弃风电量较高,在 CSP电站同节点下安装制氢设备并实现电转气两阶 段运行,通过HFC来补充CSP电站在低谷时的电出 力,从而保证CSP电站注入系统节点全天候供电能 力。而对于负荷高峰期,弃风时段对电转气过程热 能的回收使得白天可供CSP电站调度的热能增加, 此时CSP电站也能有更高的电出力,从而减少火电 机组调峰压力。

光热-氢耦合的交互过程通过储热(thermal energy storage,TES)系统实现,系统可根据光热-氢耦合 的互补特性提升系统调度的灵活性:氢能的产生和 利用阶段都会产生可观的热能,分别对电解产生氢 气阶段、甲烷化反应过程、HFC产生的热量进行回 收,将其储存在CSP电站的储热系统中以便适时放 热增发电功率。互补特性在调度的每个时段都是不同的,能够根据具体的运行状况做出调整:当系统对 低碳性要求更高时,氢能可供火电机组进行 CO<sub>2</sub>甲 烷化反应从而降低系统碳排放量;当系统对经济性 要求更高时,氢能又可用于燃料电池热电联产进而 使系统获得绿证收益。因此,系统可根据现有储氢 量进行氢能调度,自由地选择氢能不同阶段的利用 比例从而兼顾低碳经济性。

#### 1.1 CSP电站与风氢系统互补运行模型

电转气过程分为2个阶段:第一阶段是氢能生成阶段,电解槽消纳弃风将电能转化为氢能;第二阶段是氢能利用阶段,CO2甲烷化和HFC热电联产。本文对电转气两阶段运行进行了详细建模,细化HFC热电联产特性并充分利用其与电解槽、甲烷化的供热能力,构建了计及余热回收的CSP电站与风氢系统互补运行模型。

#### 1.1.1 CSP电站模型

由图1可知,镜场通过太阳辐射转换收集热能继而加热导热介质(heat-transfer fluid,HTF),TES根据不同时刻的负荷需求进行储放热,其储热功率由HTF传热功率和电转热功率组成,而放热功率和镜场热功率相配合,通过HTF推动汽轮发电机发电,具体模型如下:

$$\begin{cases}
Q_{\text{gc},t} = \eta_{\text{g-h}} A_{\text{gc}} S_{\text{DNI},t} \\
Q_{\text{cr},t} = \eta_{\text{cr}} (Q_{\text{HTF-TES},t} + Q_{\text{d-h},t}) \\
Q_{\text{fr},t} = Q_{\text{TES-HTF},t} / \eta_{\text{fr}} \\
Q_{\text{TES-HTF},t} + Q_{\text{gc},t} = Q_{\text{CSP},t} + Q_{\text{HTF-TES},t} \\
P_{\text{CSP},t} = \eta_{\text{h-d}} Q_{\text{CSP},t}
\end{cases}$$
(1)

式中: $Q_{gc,t}$ 为t时刻镜场实际收集到的热能; $\eta_{gh}$ 为集 热镜场的光-热能量转换效率; $A_{gc}$ 为镜场的面积;  $S_{DNLt}$ 为t时刻太阳光辐射强度; $\eta_{cr}$ 为储热效率; $Q_{deh,t}$ 为t时刻电转热过程中传输至TES的热功率; $\eta_{fr}$ 为放热效率; $Q_{HTF-TES,t}$ 、 $Q_{TES-HTF,t}$ 、 $Q_{fr,t}$ 、 $Q_{er,t}$ 分别为t时刻 HTF输送至TES的热能、TES输送至HTF的热能、 TES总放热功率和储热功率; $\eta_{hd}$ 为热-电能量转换效 率; $Q_{CSP,t}$ 为t时刻HTF输送至汽轮发电机的热功率;  $P_{CSP,t}$ 为t时刻CSP电站输出电功率。

1.1.2 电解槽模型

电解槽响应速度快,其简化模型为[15]:

$$\begin{cases} P_{\text{EL},t} = N_{\text{H}_{2},t} H_{\text{HHV}} + Q_{\text{EL},t} \\ Q_{\text{EL},t} = (1 - \eta_{\text{EL}}) P_{\text{EL},t} \end{cases}$$
(2)

式中:P<sub>EL,1</sub>,Q<sub>EL,t</sub>分别为t时刻电解槽的耗电功率和产 热功率;N<sub>H,1</sub>为t时刻电解槽的产氢速率;H<sub>HHV</sub>为氢 气的高热值;η<sub>EL</sub>为电解槽的效率。

1.1.3 储氢罐模型

储氢系统在电解槽产氢的过程中将氢气存储在

储氢罐中,在发电过程中将氢气输送到燃料电池进 行热电联供,储氢罐容量、压强表达式为:

$$\begin{cases} E_{\rm H_2,t} = E_{\rm H_2,t-1} + N_{\rm H_2,t} \Delta t - M_{\rm H_2,t} \Delta t - W_{\rm H_2,t} \Delta t \\ E_{\rm pa,t} = E_{\rm pa,t-1} + \frac{RT_{\rm c} E_{\rm H_2,t}}{V} \end{cases}$$
(3)

式中: $W_{H_{y,t}}$ , $M_{H_{y,t}}$ 分别为t时刻HFC耗氢速率、甲烷化 耗氢速率; $E_{H_{y,t-1}}$ , $E_{pa,t-1}$ 和 $E_{H_{y,t}}$ , $E_{pa,t}$ 分别为t-1时刻 和t时刻储氢罐容量、压强; $\Delta t$ 为时间间隔; $T_c$ 为储氢 罐内的温度;V为储氢罐自身容积;R为通用气体 常数。

1.1.4 HFC模型

HFC 在反应过程中提供的能斯特电压 $E_{nernst}$ 伴随着电压损耗,其中包括活化极化过电压损耗 $E_{act}$ 、欧姆过电压损耗 $E_{ohm}$ 和浓差过电压损耗 $E_{con}$ ,具体模型如下:

$$\begin{cases} E_{\text{nermst}} = 1.229 - \frac{\Delta S_{\text{b}}}{2F} (T - T_{\text{b}}) + \frac{RT}{2F} \left( \ln P_{\text{H}_{2}} + \frac{1}{2} \ln P_{\text{O}_{2}} - \ln P_{\text{H}_{2}0} \right) \\ E_{\text{act}} = A_{1} + A_{2} \left( 498 + T \ln \frac{P_{\text{O}_{2}}}{5.08} \right) + A_{3}T \ln J + \\ T \left( 0.002\ 86 + 0.000\ 2 \ln A_{\text{S}} + 4.3 \times 10^{-5} \ln \frac{P_{\text{H}_{2}}}{1.09} \right) - 3.31 \times 10^{-3} \\ E_{\text{ohm}} = JR_{\text{int}} \\ E_{\text{con}} = m \exp(nJ) \end{cases}$$

$$(4)$$

式中:T、 $T_b$ 分别为HFC的电堆温度和标准温度,单位为K; $P_{H_2}$ 、 $P_{O_2}$ 、 $P_{H_2O}$ 分别为氢气在阳极表面的分压、氧气在阴极表面的分压和水蒸气分压,对于某一给定设备时其为定值; $\Delta S_b$ 为标准大气压下对应的标准熵变值;F为法拉第常数; $A_1 - A_3$ 为常数; $A_s$ 为有效电池面积;J为所能承受最大的电流密度; $R_{int}$ 为内部电阻,在温度基本不变时其为固定值;n为气体扩散层孔隙率的常数;m为表示电解质传导率的函数,表达式如式(5)所示。

$$m = \begin{cases} 1.1 \times 10^{-4} - 1.2 \times 10^{-6} (T - 273.15) \\ T \ge 312.15 \text{ K} \\ 3.3 \times 10^{-3} - 8.2 \times 10^{-5} (T - 273.15) \\ T < 312.15 \text{ K} \end{cases}$$
(5)

本文运行温度满足60 ℃≤*T*≤95 ℃,故浓差过电 压损耗*E*<sub>con</sub>可化简为:

$$E_{\rm con} = (4.38 \times 10^{-4} - 1.2 \times 10^{-6}T) \exp(nJ) \qquad (6)$$

HFC采用串并联的方式进行组合进而产生电功率,但电压损耗产生的热效应使得HFC工作过程的总能量并未完全转化为电能,一部分以热能的形式产出,即HFC的放热功率,具体电热输出功率模型

如下:

$$\begin{cases} E_{cell} = E_{nernst} - E_{act} - E_{ohm} - E_{con} \\ E = N_1 E_{cell} \\ I = \frac{2FW_{H_2}}{N_1 M} \\ P_{FC} = EI = \frac{2FW_{H_2}}{M} (E_{nernst} - E_{act} - E_{ohm} - E_{con}) \\ Q_{FC} = \frac{2FW_{H_2}}{M} (E_{act} + E_{ohm} + E_{con}) \end{cases}$$
(7)

式中: $E_{cell}$ 为电池实际输出电压; $N_1$ 为电池串联数;M为氢气摩尔质量; $E_{\chi}I$ 分别为电池输出电压、输出电流; $P_{FC}$ 、 $Q_{FC}$ 分别为HFC输出电功率、热功率。

由此可知,HFC自身的电热功率受到耗氢速率 W<sub>H<sub>2</sub></sub>、电堆温度*T*的影响。通过控制两者的范围可细 化HFC的热电联产特性。

1.1.5 甲烷化模型

储氢罐的容量变化能表示甲烷化反应过程中输 入的氢能,其表达式为:

$$P_{\rm MR,t} = \frac{2\Delta M_{\rm tan,t} L_{\rm HHV}}{1\,000}$$
$$\Delta M_{\rm tan,t} = \frac{M_{\rm H_2,t} \Delta t}{M} \tag{8}$$

式中: $P_{MR,t}$ 为t时刻甲烷化反应过程中输入的氢能;  $\Delta M_{tan,t}$ 为t时刻甲烷化反应过程中储氢罐变化的容量; $L_{HHV}$ 为氢气的低热值。

甲烷化反应过程消耗CO<sub>2</sub>的同时伴随着热能的 产生,具体模型如下:

$$\begin{aligned} E_{\mathrm{MR},t} &= K_{\mathrm{Co}_{2}}^{\mathrm{MR}} M_{\mathrm{H}_{2},t} \\ Q_{\mathrm{MR},t} &= K_{\mathrm{Co}_{2}}^{0} M_{\mathrm{H}_{2},t} \end{aligned}$$

$$(9)$$

式中: $E_{MR,t}$ 为t时刻甲烷化反应消耗的CO<sub>2</sub>质量; $K_{CO_2}^{MR}$ 为CO<sub>2</sub>的消耗系数; $Q_{MR,t}$ 为t时刻甲烷化反应生成的 热量; $K_{CO_2}^o$ 为热能生成系数。

#### 1.2 绿证-碳交易机制

绿证交易机制作为可再生能源配额制的政策补充,反映了可再生能源发电的消纳情况。对于发电 企业,消纳指标由可再生能源发电量对总电量的占 比表示<sup>[16]</sup>。政府规定对超过一定发电比例的新能源 企业发放绿证,这些企业可将绿证在市场上进行出 售从而获得额外利润。而对于常规火电机组发电企 业而言,为限制碳排放量,对其收取超出碳排放额的 碳交易成本,碳成本交易可分为常规碳交易和阶梯 式碳交易,阶梯式碳交易不同于传统碳交易形式,它 将超出碳排放量配额的部分参与市场交易,并将定 价机制分为多个购买区间,根据碳排放量所处区间 位置进行相应的购价。基于上述对发电企业奖惩机 制的分析,具体绿证-碳交易联合市场模型如附录A 式(A1)—(A4)所示。

# 2 考虑 CSP 电站与风氢系统互补的低碳经 济调度模型

#### 2.1 目标函数

本文研究短时间尺度下日前低碳经济调度优化 问题,综合考虑火电机组运行成本 $C_1$ 、CSP电站运行 成本 $C_2$ 、电转热净运行成本 $C_3$ 、绿证-碳交易成本 $C_4$ 和风电运维成本 $C_5$ ,以最小化总成本F为调度目标, 其表达式如下:

min 
$$F = C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5$$
 (10)  
1)火电机组运行成本  $C_{1\circ}$ 

$$C_{1} = \sum_{t=1}^{T_{a}} \sum_{i=1}^{N_{c}} \left[ U_{i,t} \left( a_{i} P_{i,t}^{2} + b_{i} P_{i,t} + c_{i} \right) + S_{i} U_{i,t} \left( 1 - U_{i,t-1} \right) \right] (11)$$

式中: $T_a$ 为调度周期; $N_c$ 为火电机组台数; $U_{i,i}$ 为t时 刻第i台火电机组的运行状态, $U_{i,i}$ =1表示机组处于 运行状态, $U_{i,i}$ =0表示机组处于停机状态; $P_{i,i}$ 为t时 刻第i台火电机组出力; $S_i$ 为第i台火电机组启停成 本; $a_i$ 、 $b_i$ 、 $c_i$ 为第i台火电机组煤耗成本系数。

2)CSP电站运行成本 $C_{2^{\circ}}$ 

$$C_{2} = \sum_{t=1}^{t_{d}} \left[ U_{\text{CSP}, t} K_{\text{CSP}} P_{\text{CSP}, t} + S_{\text{CSP}} U_{\text{CSP}, t} \left( 1 - U_{\text{CSP}, t-1} \right) \right] (12)$$

式中: $U_{CSP,t}$ 为t时刻CSP电站运行状态, $U_{CSP,t}=1$ 表示 CSP电站处于启动状态, $U_{CSP,t}=0$ 表示CSP电站处于 停机状态; $K_{CSP}$ 、 $S_{CSP}$ 分别为CSP电站发电成本、启停 成本系数。

3)电转热净运行成本C30

传统电转热环节由EH实现,其成本为:

$$C_{3} = \sum_{t=1}^{t_{a}} K_{\rm EH} P_{{\rm EH},t}$$
(13)

式中: $K_{EH}$ 为EH电热转换成本系数; $P_{EH,t}$ 为t时刻EH的耗电功率。

引入电转气两阶段运行替代EH,此时电转热净 运行成本分为如下两部分:电转热成本和甲烷收益。 其中电转热成本包括电解槽费用、储氢费用、HFC发 电费用。故电转热净运行成本表达式如下:

$$\begin{cases} C_{3} = C_{EL} + C_{H} + C_{FC} - C_{CH_{4}} \\ C_{EL} = K_{EL} P_{EL,t} \\ C_{H} = K_{H} H_{S,t} \\ C_{FC} = K_{FC} P_{FC,t} \\ C_{CH_{4}} = K_{CH_{4}} V_{CH_{4},t} - \frac{K_{MR} P_{MR,t}}{\eta_{MR}} \end{cases}$$
(14)

式中: $C_{\text{EL}}$ 、 $C_{\text{H}}$ 、 $C_{\text{FC}}$ 、 $C_{\text{CH}_4}$ 分别为电解槽费用、储氢费 用、HFC发电费用、甲烷收益; $K_{\text{EL}}$ 、 $K_{\text{H}}$ 、 $K_{\text{FC}}$ 分别为电 解水成本系数、储氢成本系数、HFC发电成本系数;  $P_{\text{EL}_t}$ 、 $H_{\text{S}_t}$ 、 $P_{\text{FC}_t}$ 分别为t时刻电解功率、储氢罐中的氢 气质量、HFC输出电功率; $K_{\text{CH}_4}$ 、 $K_{\text{MR}}$ 、 $\eta_{\text{MR}}$ 分别为所售 甲烷成本系数、甲烷化成本系数、甲烷化效率; $V_{\text{CH}_4}$ , 为t时刻制得的甲烷体积。 4)绿证-碳交易成本 $C_{4\circ}$ 

$$C_4 = C_{\rm car} - C_{\rm g} \tag{15}$$

式中: $C_{ear}$ 为碳交易费用; $C_{g}$ 为绿证收益。

5)风电运维成本C<sub>5</sub>。

$$C_{5} = \sum_{t=1}^{T_{4}} K_{w} P_{w,t}^{\text{pre}}$$
(16)

式中:K<sub>w</sub>为风电运维成本系数;P<sup>me</sup>为t时刻风电机 组的预测出力。

#### 2.2 约束条件

1)功率平衡约束。

$$P_{w,t}^{e} + P_{\text{CSP},t} + P_{\text{FC},t} + \sum_{t=1}^{T_{d}} \sum_{i=1}^{N_{c}} P_{i,t} = P_{\text{load},t} + P_{\text{EL},t} \quad (17)$$

式中: $P_{w,t}^{e}$ 为t时刻风电向电网注入的总电功率; $P_{load,t}$ 为t时刻电负荷功率。

2)储氢罐的内部压强约束。

$$0 \leq E_{\text{pa},t} \leq E_{\text{pa}}^{\text{max}} \tag{18}$$

式中:E<sub>pa</sub>为储氢罐内部所能承受的最大压强。

3)电转热功率约束。

$$\begin{cases}
0 \leq P_{\text{EL},t} \leq P_{\text{EL}}^{\text{max}} \\
0 \leq P_{\text{FH}}, \leq P_{\text{FH}}^{\text{max}}
\end{cases}$$
(19)

式中:P<sup>max</sup>、P<sup>max</sup>分别为电解功率、电加热耗电功率最大值。

甲烷化耗氢速率约束为:

$$\begin{cases} 0 \leq W_{\mathrm{H}_{2},\iota} \leq W_{\mathrm{H}_{2}}^{\mathrm{max}} \\ 0 \leq M_{\mathrm{H}_{2},\iota} \leq M_{\mathrm{H}_{2}}^{\mathrm{max}} \end{cases}$$
(20)

式中:W<sub>H2</sub>、M<sub>H2</sub>、分别为HFC耗氢速率、甲烷化耗氢速率最大值。

HFC运行温度约束为:

$$T^{\min} \leqslant T \leqslant T^{\max} \tag{21}$$

式中:T<sup>max</sup>、T<sup>min</sup>分别为HFC工作温度最大、最小值。 5)TES运行约束。

t时刻TES的储热量 $E_{\text{TES},t}$ 不能突破自身最大容量,且TES要求充放热不能同时进行,调度周期结束后TES储热量 $E_{\text{TES},t}$ 恢复到初始调度时刻储热量 $E_{\text{TES},t}$ 即:

$$\begin{cases} E_{\text{TES},t} = (1 - \mu) E_{\text{TES},t-1} + Q_{\text{cr},t} \Delta t - Q_{\text{fr},t} \Delta t \\ E_{\text{TES}}^{\min} \leq E_{\text{TES},t} \leq E_{\text{TES}}^{\max} \\ u_{\text{fr},t} + u_{\text{cr},t} \leq 1 \quad u_{\text{fr},t}, u_{\text{cr},t} \in \{0, 1\} \\ E_{\text{TES},0} = E_{\text{TES},T_d} \end{cases}$$
(22)

式中: $\mu$ 为TES的折损程度; $E_{\text{TES}}^{\text{max}}$ 分别为TES最大、最小容量; $u_{\text{fr},t}$ 、 $u_{\text{er},t}$ 分别为t时刻TES放热、储热状态; $Q_{\text{er},t}$ 、 $Q_{\text{fr},t}$ 分别为t时刻TES储热、放热功率。

TES充放热均有最大、最小功率限制,即:

$$\begin{cases} Q_{\text{fr}}^{\min} \leq Q_{\text{fr},t} \leq Q_{\text{fr}}^{\max} \\ Q_{\text{er}}^{\min} \leq Q_{\text{er},t} \leq Q_{\text{er}}^{\max} \end{cases}$$
(23)

式中: $Q_{\text{fr}}^{\text{max}}$ 、 $Q_{\text{cr}}^{\text{max}}$ 分别为TES最大放热、储热功率;

 $Q_{\rm fr}^{\min}$ 、 $Q_{\rm er}^{\min}$ 分别为TES最小放热、储热功率。

6)风电运行约束。

$$\begin{cases} P_{\mathbf{w},t}^{e} = P_{\mathbf{w},t}^{L} + P_{\mathrm{EL},t} \\ 0 \leq P_{\mathbf{w},t}^{e} \leq P_{\mathbf{w},t}^{\mathrm{pre}} \end{cases}$$
(24)

式中:P<sup>L</sup>,为t时刻风电负荷功率。

除上述约束,还需满足一些常见约束,包括各发 电设备输出功率约束和机组爬坡约束、机组启停时 间约束、直流潮流约束,具体表达式分别见附录A式 (A5)—(A7)。

#### 2.3 模型线性化求解

本文建立的模型为混合整数非线性优化模型, 故需对其进行线性化处理,并采用 CPLEX 求解器进 行求解。式(7)中  $P_{FC}$ 、 $Q_{FC}$ 表达式包含 2 个变量相 乘,采用 McCormick 方法进行线性化<sup>[17]</sup>,此外阶梯碳 交易部分也需采用分段线性的方法处理,具体公式 见附录A式(A8)和式(A9)。

#### 3 算例分析

本文基于改进的 IEEE 30节点系统进行算例仿 真分析,在节点2处接入 CSP 电站和电转气设备,在 节点3、11、16处接入风电,并将与 CSP 电站相连接 的支路容量扩建至130 MW。G1、G5、G8、G13 为常 规火电燃煤机组,其参数见附录B表B1,碳排放量 配额系数为0.7 t/(MW·h),天然气价格收益取值为 3.5 元/m<sup>3</sup>。CSP 电站参数见附录B表B2,运行成本 参数见附录B表B3,燃料电池模型参数见附录B表 B4。电负荷、风电出力、S<sub>DNI</sub>预测曲线见附录B图 B1,系统拓扑图见附录B图B2。

#### 3.1 电转热环节的影响分析

本文对 CSP 电站与风氢系统的互补运行进行优 化求解,选取 24 h 为一个周期、1 h 为步长进行仿真。 针对绿证-碳交易联合市场背景提出了如下 4 种场 景,并在场景1 中针对引言部分提及的 EH 运行成本 影响进行了分析,具体分析见附录 C。

场景1:采用传统CSP电站与EH联合运行。

场景2:采用CSP电站与风氢系统互补运行,回 收利用HFC和电解槽工作过程的热量,但未考虑 CO<sub>2</sub>甲烷化过程。

场景3:在场景2的基础上考虑CO<sub>2</sub>甲烷化过程,但未对CO<sub>2</sub>甲烷化过程产生的热量进行利用。

场景4:在场景3的基础上考虑CO<sub>2</sub>甲烷化过程的热量。

场景1采用EH来消纳弃风,较高的EH成本使 其电转热功率不高,弃风消纳效果不佳。由表1可 知,场景2相较于场景1,碳排放量减少了29t,总成 本减少了18.47万元,弃风率减少了5.83%,主要原

#### 表1 不同场景下的仿真结果对比

Table 1 Comparison of simulative results

under different scenarios

而日	结果					
坝日	场景1	场景 2	场景 3	场景 4		
碳排放量 / t	3 2 0 6	3177	2976	2936		
火电运行成本 / 万元	121.11	116.22	111.47	108.85		
CSP电站运行成本 / 万元	12.09	13.82	14.98	15.61		
电转热净运行成本 / 万元	10.94	5.29	3.76	3.70		
碳交易成本 / 万元	9.25	8.77	6.95	6.80		
绿证收益 / 万元	36.08	45.26	54.82	55.08		
弃风率 / %	27.45	21.62	2.05	2.05		
总成本 / 万元	129.02	110.55	94.05	91.59		

因是场景2改变了电转热的方式,即利用HFC热电 联供代替传统的EH电转热形式,但场景2仅采用 了HFC发电的形式并且未考虑CO,甲烷化,这使得 电解制得的氢能只能通过HFC发电进行消耗,而 HFC 因受限于运行状况对氢能的消耗也是有限的, 加之没有考虑甲烷收益,此时整体弃风率仍然较高, 为21.62%。相较于场景2,场景3将氢能消耗阶段 细分CO2甲烷化和HFC运行,即氢能一部分转化为 HFC 出力,另一部分与火电机组产生的 CO,进行反 应,因此系统弃风减少了19.57%,碳排放量减少了 201 t,碳交易成本减少了1.82万元,绿证收益增加了 9.56万元,总成本减少了16.5万元。这说明两阶段 运行对减少弃风、降低碳排放量、提高系统经济效益 具有显著作用。场景4充分利用HFC、电解槽与甲 烷化三部分的供热能力,高负荷时段储热、低负荷时 段放热,CSP电站出力增加,此时CSP电站中TES充 放热情况见附录D图D5。相较于场景3,场景4实 现了电能-氢能-热能的互补调度。此时系统弃风率 维持在一个较低水平,线路容量限制着弃风的进一 步减少。同时,场景4考虑了CO,甲烷化过程,即通 过售卖甲烷气体获得收益来抵消一部分成本,这使 得场景4下的电转热净运行成本相较于场景1减少 了7.24万元。

以场景4为基础,分析不同热回收方式对系统运行的影响:方式1,仅HFC热回收;方式2,电解槽、HFC热回收;方式3,多能热回收。具体系统效益对比见表2。

#### 表2 不同热回收方式下系统效益对比

 
 Table 2
 Comparison of system benefits under different heat recovery conditions

而日	结果				
坝日	方式 1	方式 2	方式 3		
碳排放量 / t	3 0 9 9	2976	2936		
总成本 / 万元	106.23	94.05	91.59		

由表2可知,相较于多能热回收方式,其他2种 热回收方式下系统低碳经济效益不佳,主要原因是 多能热回收形式下HFC、电解槽与甲烷化三部分热 量储存在储热装置中,CSP电站可调度的电能增加, 火电机组出力减少,绿证收益增加,碳交易成本降低。由此可说明,本文所提CSP电站与风氢系统互补运行方式在兼顾系统运行经济性的同时,有效地限制了碳排放量。

## 3.2 绿证-碳交易联合市场机制分析

1)考虑阶梯式碳交易的影响分析。

为了进一步挖掘系统减排潜力,引入阶梯式碳 交易机制,分为如下2种场景:场景5、场景6分别在 场景3、场景4的基础上将目标函数中的常规碳交易 成本换成阶梯式碳交易成本。在该算例中,阶梯式 碳交易基价设为120元/t,碳税增长率为0.1,碳交 易区间长度为120t,场景5、场景6下调度结果分别 见附录D图D6和图D7。

考虑阶梯式碳交易机制后各仿真结果对比如表 3所示。

#### 表3 考虑阶梯式碳交易机制后各仿真结果对比

Table 3 Comparison of simulative results after considering ladder-type carbon trading mechanism

币日	结	果
坝日	场景5	场景6
碳排放量 / t	2962	2921
火电运行成本 / 万元	111.37	108.77
CSP电站运行成本 / 万元	14.86	15.53
电转热净运行成本 / 万元	3.58	3.54
碳交易成本 / 万元	8.28	8.05
绿证收益 / 万元	54.52	54.82
弃风率 / %	2.05	2.05
总成本 / 万元	95.28	92.78

对比表1和表3可知,场景5相较于场景3,碳排 放量减少了14t,碳交易成本增加了1.33万元,场景 6相较于场景4,碳排放量增加了15t,碳交易成本增 加了1.25万元,其原因是阶梯式碳交易提高了碳交 易成本,增加了碳交易成本在总成本的比重,使得碳 排放量要求更为严格。可以说明对于本文所提系 统,阶梯式碳交易机制能够通过增加碳相关成本的 方式来减少系统的碳排放量。另外,本文还探究了 阶梯式碳交易参数的影响作用,具体分析过程见附 录E。

2)考虑绿证-碳交易联合作用的影响分析。

为探究绿证-碳交易联合运行机理对系统效益 的影响,以场景4下CSP电站和风氢系统互补运行 为前提,设置了如下3种场景:场景7,不考虑绿证-碳交易联合市场;场景8,仅考虑碳交易市场;场景 9,仅考虑绿证市场。场景7—9下调度结果分别见 附录F图F1—F3。

不同市场机理下各仿真结果对比如表4所示。

由表4可知,场景7既没有考虑绿证市场也没有 考虑碳交易市场,为使得系统总运行成本最小,该场

#### 表4 不同市场机理下仿真结果对比

Table 4 Comparison of simulative results under

different market mechanisms

而日	结果				
坝日	场景7	场景8	场景9		
碳排放量 / t	2996	2980	2968		
火电运行成本 / 万元	118.28	117.24	116.13		
CSP电站运行成本 / 万元	13.06	13.34	14.12		
电转热净运行成本 / 万元	2.57	1.45	4.91		
碳交易成本 / 万元	0	7.18	0		
绿证收益 / 万元	0	0	48.96		
弃风率 / %	8.06	5.98	5.65		
总成本 / 万元	145.62	150.92	97.91		

景下电转气氢能消耗阶段中甲烷收益较大,故电转 热运行成本较低,但此时没有碳交易成本的约束,碳 排放量最高。相比于场景7,场景8增加了碳交易成 本,该场景下碳排放量下降,主要原因有2点:一是 火电机组加入碳交易市场后出力减少;二是碳交易 成本要求系统碳排放水平下降,CO,甲烷化程度加 大。此时甲烷收益最大,电转热运行成本最小。相 比于场景7,场景9考虑了绿证交易市场,增加了绿 证收益约束。此时为获得绿证收益以减少总运行成 本,系统发电形式更倾向于新能源发电,这使得该场 景下火电机组出力减少,CSP电站和HFC出力增加, 从发电侧直接减排的角度限制了CO,的产出,故场 景9的碳排量水平最低。同时,为获得高额的绿证 收益,场景9下电转气氢能消耗阶段中CO,甲烷化程 度最小,加之燃料电池的高额发电费用,致使该场景 下电转热运行成本最高。

综上,由场景7—9下的调度结果可以看出:不 考虑绿证市场情况下,为追求系统运行利益最大化, 氢能更倾向于进行CO<sub>2</sub>甲烷化而不供应燃料电池发 电。场景4考虑了绿证-碳交易联合市场,该场景下 碳交易成本约束火电机组出力,CO<sub>2</sub>甲烷化水平提 高,而绿证收益又兼顾了燃料电池发电和CSP电站 热量回收发电,两者进一步降低总碳排放量,系统综 合效益最高。

#### 3.3 光热-氢耦合对系统的提升作用

本文采用光热-氢耦合互补调度方式,即将燃料 电池的热能传输至CSP电站储热系统中,以实现光 热-氢耦合,下面对光热-氢耦合的提升作用进行分 析。光热-氢耦合前后出力变化情况如图2所示。

由图2可知,相较于光热-氢耦合前,耦合情况 下HFC总电出力增加了131.4 MW,即增发了37.6%, 然而耦合情况下HFC总热出力减少了53.1 MW,即 减产了20.6%。HFC总电出力增加、热出力减少的 原因有2点:第一,热电转换效率较低仅为0.4,此时 HFC选择直接多发电,而不会通过提高热出力间接 将热能转化为CSP电站的电出力;第二,根据式(7) 可知HFC自身的热电联产特性使其电热出力呈负



194

→ CSP 电站输出电功率(耦合后), → HFC 输出电功率(耦合后)
 → HFC 输出热功率(耦合后), → CSP 电站输出电功率(耦合前)
 → HFC 输出电功率(耦合前), → HFC 输出热功率(耦合前)



Fig.2 Variation of output before and after photothermal-hydrogen coupling

相关。同时,光热-氢耦合前HFC与CSP电站失去了 联系,无法对电制氢-储氢罐-HFC工作过程中的热 量进行利用,CSP电站无更多可调度的电能,这使得 CSP电站总电出力减少了280.8 MW,即减发了55.7%。 综合上述分析,光热-氢耦合对提升系统低碳性能具 有积极作用。

#### 3.4 燃料电池发电经济性影响分析

虽然氢能利用技术成本高,但随着其投资成本 的降低、运行效率的提高、竞争性能源市场的逐步开 放和完善、适当程度的政策性支持,其经济性会得到 改善<sup>[18]</sup>。下面对不同参数下燃料电池发电经济性进 行分析。

1)绿证价格对发电经济性的影响。

鉴于本文所提联合市场,新能源发电企业从绿 证交易市场获得相应的收益。在本文提出的电转气 两阶段运行框架下,在不同绿证价格下,对HFC的 经济性进行探究,结果如图3所示。





由图3可知:当绿证价格较低时,系统更倾向于 氢制甲烷获得收益以使得总运行成本降低,HFC获 得的绿证收益低于发电过程花费的电转热成本, HFC发电经济性不佳;但随着绿证价格的提高,HFC 的绿证收益逐渐可观,氢制甲烷虽放缓但仍然同步进行,两者获得的收益使得系统总成本迅速下降;当绿证价格进一步升高时,HFC发电获得的绿证收益高于发电花费的成本,进入盈利阶段,此时电制甲烷收益趋于稳定。

2)电制氢效率对发电经济性的影响。

下面以绿证市场为前提,分别以高绿证价格和 低绿证价格为假设探究电制氢效率对燃料电池发电 经济性的影响,具体如图4所示。



#### 图4 高、低绿证价格下电制氢效率对系统收益的影响

Fig.4 Effect of hydrogen production efficiency on system benefit under high and low green certificate prices

由图4(a)可知:当电制氢效率较低时,HFC发电 的绿证收益与甲烷收益之和仍小于其发电的电转热 成本。此时 HFC 发电无法在经济方面有盈余;当效 率超过0.55后,HFC的运行收益大于其运行成本,具 备一定的经济性。这表明在高绿证价格情况下,即 使电制氢效率不高也能保证一定的经济性。而在图 4(b)所示的低绿证价格情况下,电转热成本减少且 保持稳定,这是因为HFC发电费用大于甲烷化成 本,系统更倾向于进行价格更低且能获得收益的甲 烷化反应。同时,低绿证价格和低电制氢效率使得 HFC不具备经济性。即使是在电制氢效率较高时 HFC发电也只能借助甲烷化反应获得收益来弥补经 济上的亏损。因此当绿证价格较低时,氢能会优先 进行甲烷化反应从而获得甲烷收益,当效率较高即 在0.8以上时,采用HFC发电和甲烷化装置才能保 证经济运行。

本文提到的燃料电池发电是以绿证交易为前提 的,同时考虑了运行过程中甲烷化过程带来的收益。 综合考虑这2点后,燃料电池发电具有一定经济性。 但若是从燃料电池独立经济运行的角度出发,当前 阶段发电经济性尚无法保证。随着国家对新能源发 电企业的相关激励政策的出台和电制氢技术的不断 成熟,未来燃料电池运行经济性会得到进一步改善。

#### 4 结论

为提高电力系统的低碳经济效益,本文综合考虑绿证-碳交易联合市场,构建了CSP电站与风氢系统互补运行优化模型,分析了电制氢两阶段运行和不同碳交易机制下系统碳排放量和总成本的情况,算例结果表明:

1)EH运行成本的提高使得CSP电站低碳经济 效益降低,采用电转气两阶段运行替代传统电转热 环节能够使得系统碳排放量下降了8.89%,总成本 减少了29.01%,验证了本文所提低碳经济调度策略 的可行性;

2)在本文提出的CSP电站和风氢系统的互补运行框架下,对电转气两阶段运行、甲烷化过程产生的热量进行利用,提高了CSP电站29.11%的电出力,在实现促进风能高品质利用的同时增强了系统可调度灵活性;

3)本文提出的绿证-碳交易联合市场使得调度 周期弃风率下降了6.01%,这对于未来构建高比例 风能电力系统、促进新能源发展具有重要意义。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

#### 参考文献:

[1]魏泓屹,卓振宇,张宁,等.中国电力系统碳达峰·碳中和转型 路径优化与影响因素分析[J].电力系统自动化,2022,46(19): 1-12.

WEI Hongyi, ZHUO Zhenyu, ZHANG Ning, et al. Transition path optimization and influencing factor analysis of carbon emission peak and carbon neutrality for power system of China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(19): 1-12.

[2] 崔杨,张家瑞,仲悟之,等. 计及电热转换的含储热光热电站 与风电系统优化调度[J]. 中国电机工程学报,2020,40(20): 6482-6494.

CUI Yang,ZHANG Jiarui,ZHONG Wuzhi,et al. Optimal scheduling of concentrating solar power plant with thermal energy storage and wind farm considering electric-thermal conversion [J]. Proceedings of the CSEE,2020,40(20):6482-6494.

[3]张大海, 贠韫韵, 王小君, 等.考虑广义储能及光热电站的电热 气互联综合能源系统经济调度[J].电力系统自动化, 2021, 45 (19): 33-42.

ZHANG Dahai, YUN Yunyun, WANG Xiaojun, et al. Economic dispatch of integrated electricity-heat-gas energy system considering generalized energy storage and concentrating solar power plant[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(19):33-42.

- [4]杨宏基,周明,武昭原,等.含光热电站的电-热能源系统优化运行机制[J].电网技术,2022,46(1):175-185.
   YANG Hongji,ZHOU Ming,WU Zhaoyuan, et al. Optimal operation of electro-thermal energy systems with concentrated solar power plant[J]. Power System Technology, 2022, 46(1): 175-185.
- [5]曹蕃,郭婷婷,陈坤洋,等.风电耦合制氢技术进展与发展前景
   [J].中国电机工程学报,2021,41(6):2187-2201.

CAO Fan, GUO Tingting, CHEN Kunyang, et al. Progress and development prospect of coupled wind and hydrogen systems [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(6):2187-2201.

[6] 刘天琪,曾红,何川,等.考虑电转气设备和风电场协同扩建的 气电互联综合能源系统规划[J].电力自动化设备,2019,39 (8):144-151.

LIU Tianqi, ZENG Hong, HE Chuan, et al. Planning of integrated gas and electricity system considering coordinated expansion of power-to-gas facilities and wind farms[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8):144-151.

[7]林楷东,陈泽兴,张勇军,等.含P2G的电-气互联网络风电消纳与逐次线性低碳经济调度[J].电力系统自动化,2019,43 (21):23-33.

LIN Kaidong, CHEN Zexing, ZHANG Yongjun, et al. Wind power accommodation and successive linear low-carbon economic dispatch of integrated electricity-gas network with power to gas[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(21): 23-33.

[8]陈锦鹏,胡志坚,陈颖光,等.考虑阶梯式碳交易机制与电制氢的综合能源系统热电优化[J].电力自动化设备,2021,41(9):48-55.
 CHEN Jinpeng, HU Zhijian, CHEN Yingguang, et al. Thermo-

electric optimization of integrated energy system considering ladder-type carbon trading mechanism and electric hydrogen production[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41 (9):48-55.

- [9]张沈习,王丹阳,程浩忠,等.双碳目标下低碳综合能源系统规 划关键技术及挑战[J].电力系统自动化,2022,46(8):189-207.
   ZHANG Shenxi, WANG Danyang, CHENG Haozhong, et al. Key technologies and challenges of low-carbon integrated energy system planning for carbon emission peak and carbon neutrality[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46 (8):189-207.
- [10] 随权,马啸,魏繁荣,等. 计及燃料电池热-电综合利用的能源
   网日前调度优化策略[J]. 中国电机工程学报,2019,39(6):
   1603-1613,1857.
   SUI Quan,MA Xiao,WEI Fanrong, et al. Day-ahead dispatching optimization strategy for energy network considering fuel cell

optimization strategy for energy network considering fuel cell thermal-electric comprehensive utilization[J]. Proceedings of the CSEE,2019,39(6):1603-1613,1857.

- [11] PELÁEZ-PELÁEZ S, COLMENAR-SANTOS A, PÉREZ-MOLINA C, et al. Techno-economic analysis of a heat and power combination system based on hybrid photovoltaic-fuel cell systems using hydrogen as an energy vector[J]. Energy, 2021, 224:120110.
- [12] 熊宇峰,陈来军,郑天文,等.考虑电热气耦合特性的低碳园区综合能源系统氢储能优化配置[J].电力自动化设备,2021,41
   (9):31-38.
   XIONG Yufeng, CHEN Laijun, ZHENG Tianwen, et al. Opti-

mal configuration of hydrogen energy storage in low-carbon park integrated energy system considering electricity-heat-gas coupling characteristics [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 31-38.

 [13] 李东森,高赐威,赵明. 计及电转气热回收的综合能源系统蓄 热罐容量规划与运行策略[J]. 电力自动化设备,2019,39(8): 161-168.
 LI Dongsen, GAO Ciwei, ZHAO Ming. Capacity planning and

operating strategy of heat accumulator for integrated energy system considering heat recovery of power-to-gas [J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8):161-168.

[14] 刘坚.适应可再生能源消纳的储能技术经济性分析[J].储能 科学与技术,2022,11(1):397-404.

LIU Jian. Economic assessment for energy storage technolo-

gies adaptive to variable renewable energy [J]. Energy Storage Science and Technology, 2022, 11(1): 397-404.

- [15] 司杨,陈来军,陈晓弢,等.基于分布鲁棒的风-氢混合系统氢 储能容量优化配置[J].电力自动化设备,2021,41(10):3-10.
  SI Yang, CHEN Laijun, CHEN Xiaotao, et al. Optimal capacity allocation of hydrogen energy storage in wind-hydrogen hybrid system based on distributionally robust[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(10):3-10.
- [16] 财政部,国家发展改革委,国家能源局.关于促进非水可再生 能源发电健康发展的若干意见(财建(2020)4号)[EB/OL]. [2022-12-18]. http://www.szguanjia.cn/article/1523.
- [17] WANG Chong, JU Ping, WU Feng, et al. Long-term voltage stability-constrained coordinated scheduling for gas and power grids with uncertain wind power [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2022, 13(1):363-377.
- [18] 刘伟佳,文福拴,薛禹胜,等. 电转气技术的成本特征与运营经 济性分析[J]. 电力系统自动化,2016,40(24):1-11.

LIU Weijia, WEN Fushuan, XUE Yusheng, et al. Cost characteristics and economic analysis of power-to-gas technology[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(24):1-11.

#### 作者简介:

王 冲(1988—),男,教授,博士,主要研究方向为综合能源电力系统建模和优化、电力系统弹性/韧性、电力系统不确定性分析与控制、碳电市场协同优化(E-mail: chongwang@hhu.edu.cn);

陆 煜(1999—),男,硕士研究生,主要研究方向为综合 能源电力系统的优化运行(E-mail;yu\_lu1318@163.com);

左 娟(1983—), 女, 高级工程师, 博士研究生, 主要研 究方向为虚拟电厂及交易技术、电力市场零售技术、需求响应 技术(E-mail: zuojuan@epri.sgcc.com.cn.)。

(编辑 李玮)

# Low-carbon economic scheduling strategy with complementary operation of concentrated solar power plant and wind-hydrogen system

WANG Chong<sup>1</sup>, LU Yu<sup>1</sup>, ZUO Juan<sup>2,3</sup>, JU Ping<sup>1</sup>

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

2. State Grid Shanghai Interconnection Research Institute Co., Ltd., Shanghai 201210, China;

3. School of Electronic Information and Electrical Engineering, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China)

Abstract: To promote the high-quality utilization of wind energy and reduce the carbon emission level of system, a complementary operation mode of the concentrated solar power plant and wind-hydrogen system is proposed. The wind abandonment of system is used as the power source of hydrogen production to realize the coupling of photothermal and hydrogen at the same bus. The influences of different power to heat links in the concentrated solar power plant on the low-carbon economic benefits of the system are analyzed, and the hydrogen energy utilization stage of power to gas is divided into the operation of  $CO_2$  methanation and hydrogen fuel cell. As an effective means of low-carbon technology, both of them are complemented by the low-carbon market policy of the green certificate-carbon trading mechanism to further explore the emission reduction capacity of joint operation system. The low-carbon economic scheduling model taking the minimum comprehensive operation cost of system as the objective is established. Then, the mixed-integer nonlinear optimization programming is transformed into the mixed-integer linear optimization programming by the McCormick method, and the model is solved by CPLEX solver. The simulation verification is carried out on the improved IEEE 30-bus system, and the effectiveness of the proposed strategy is verified by comparison with different setting scenarios.

Key words: hydrogen fuel cell; low-carbon economy; concentrated solar power; carbon trading; coordinated optimization

#### A1 绿证交易机制模型

对于可再生能源发电,其出售绿证获得的收益为:

$$C_{\rm g} = \frac{C_{\rm g}^{\rm per} \sum_{i=1}^{N_{\rm c}} \sum_{t=1}^{T} \xi P_{i,t}^{\rm e}}{E_{\rm g}}$$
(A1)

式中:  $N_{e}$ 为新能源机组台数,包括风电、HFC、CSP电站;  $C_{g}^{per}$ 为每本绿证的价格,单位为元/本;  $E_{g}$ 为单位绿证所要求的新能源发电量;  $P_{i,t}^{e}$ 为 t 时刻第 i 台新能源机组的出力;  $\xi$ 为可再生能源获得发电收益的比例系数;  $C_{e}$ 为绿证收益。

#### A2 碳交易机制模型

碳交易可分为常规碳交易和阶梯式碳交易,常规碳交易模型如下:

$$\begin{cases} E_{i,t} = \lambda_i P_{i,t} - E_{MR,t}, E_i^{p} = \lambda_p P_{i,t} \\ C_{car} = \sum_{i=1}^{N_G} \sum_{t=1}^{T} K_{car} (E_{i,t} - E_i^{p}) \end{cases}$$
(A2)

式中:  $K_{car}$ 为碳交易基价;  $P_{i,t}$ 、 $\lambda_i$ 、 $E_{i,t}$ 分别为 t 时刻第 i 台火电机组输出功率、碳排放系数和碳排放量;  $\lambda_o$ 、 $E_i^p$ 分别为 t 时刻第 i 台发电机机组的碳排放配额系数、碳排放配额;  $C_{car}$ 为碳交易费用。

阶梯式碳交易不同于传统碳交易形式,它将超过碳排放量配额的部分参与市场交易,并将定价机制 分为多个购买区间,根据碳排放量所处区间位置进行相应的购价。模型如下所示:

$$E_{car} = \sum_{i=1}^{N_{c}} \sum_{i=1}^{I} E_{i,i} - E_{i}^{p}$$
(A3)
$$C_{car} = \begin{cases} K_{car} E_{car} & E_{car} \leq l \\ K_{car} (1+\alpha)(E_{car} - l) + K_{car} l & l \leq E_{car} \leq 2l \\ K_{car} (1+2\alpha)(E_{car} - 2l) + K_{car} (2+\alpha)l & 2l \leq E_{car} \leq 3l \\ K_{car} (1+3\alpha)(E_{car} - 3l) + K_{car} (3+3\alpha)l & 3l \leq E_{car} \leq 4l \\ K_{car} (1+4\alpha)(E_{car} - 4l) + K_{car} (4+6\alpha)l & 4l \leq E_{car} \leq 5l \\ K_{car} (1+5\alpha)(E_{car} - 5l) + K_{car} (5+10\alpha)l & 5l \leq E_{car} \leq 6l \\ K_{car} (1+6\alpha)(E_{car} - 6l) + K_{car} (6+15\alpha)l & 6l \leq E_{car} \leq 7l \end{cases}$$

式中: 1为碳排放量区间长度; α为价格增长率。

## A3 常见约束

1)发电设备(包括火电机组、HFC、CSP电站)输出功率约束、爬坡约束:

$$U_{k,t}P_{k}^{\min} \leq P_{k,t} \leq U_{k,t}P_{k}^{\max}$$

$$P_{k,t} - P_{k,t-1} \leq U_{k,t-1}(P_{k}^{\max} - R_{k}^{\operatorname{up}}) + R_{k}^{\operatorname{up}}$$

$$P_{k,t-1} - P_{k,t} \leq U_{k,t}(P_{k}^{\min} - R_{k}^{\operatorname{down}}) + R_{k}^{\operatorname{down}}$$
(A5)

式中:  $k \in \{\text{Gen, FC, CSP}\}, P_{k,t} \setminus U_{k,t}$ 为 t 时刻第 k 类发电设备的输出功率、运行状态;  $P_k^{\text{max}} \setminus P_k^{\text{min}}$ 分别第 k 类发电设备的最大、最小输出功率;  $R_k^{\text{up}} \setminus R_k^{\text{down}}$ 为第 k 类发电设备向上、向下爬坡速率。

2) 火电机组启停时间约束:

$$T_{\text{off}}(U_{i,t-1} - U_{i,t}) \leq \sum_{k=t}^{t+T_{\text{off}} - 1} (1 - U_{i,k})$$

$$T_{\text{on}}(U_{i,t} - U_{i,t-1}) \leq \sum_{k=t}^{t+T_{\text{off}} - 1} U_{i,k}$$
(A6)

式中: *T*<sub>on</sub>、 *T*<sub>off</sub>分别表示火电机组的最小开机、关机时间; *U*<sub>*i*,*k*</sub>为火电机组在*i*时刻的开停机状态。 3) 直流潮流约束:

$$\begin{cases} \theta_n^{\min} \le \theta \le \theta_n^{\max} \\ P_{nl}^{\min} \le P_{nl} \le P_{nl}^{\max} \\ B_l(\theta_n - \theta_m) - P_{nl} = 0 \\ -\sum_l P_{nl} - \sum_g P_{ng} - \sum_g P_{nd} = 0 \end{cases}$$
(A7)

式中:  $\theta_n^{max}$ 、 $\theta_n^{min}$ 分别为节点 n 电压相位最大、最小值;  $P_{nl}^{max}$ 、 $P_{nl}^{min}$ 分别为节点 n 所连线路允许流过的最大、最小功率;  $P_{ns}$ 为节点 n 上发电设备的注入功率;  $P_{nd}$ 为节点 n 对应的负荷功率;  $B_l$ 为系统电纳。

# A4 McCormick 处理

对于 c = xy, ( $x^{L} \le x \le x^{U} y^{L} \le y \le y^{U}$ )可以用四个凸约束将其线性化:



图A1 McCormick松弛 Fig.A1 McCormick slack

$$x_{k}^{L}\beta_{k} \leq x_{k} \leq x_{k}^{U}\beta_{k} \qquad c \geq \sum_{k} x_{k}^{L}y_{k} + x_{k}y_{k}^{L} - x_{k}^{L}y_{k}^{L}\beta_{k}$$

$$y_{k}^{L}\beta_{k} \leq y_{k} \leq y_{k}^{U}\beta_{k} \qquad c \geq \sum_{k} x_{k}^{U}y_{k} + x_{k}y_{k}^{U} - x_{k}^{U}y_{k}^{U}\beta_{k}$$

$$x = \sum_{k} x_{k}, y = \sum_{k} y_{k} \qquad c \leq \sum_{k} x_{k}^{U}y_{k} + x_{k}y_{k}^{L} - x_{k}^{U}y_{k}^{L}\beta_{k}$$

$$\sum_{k} \beta_{k} = 1 \qquad c \leq \sum_{k} x_{k}^{L}y_{k} + x_{k}y_{k}^{U} - x_{k}^{L}y_{k}^{U}\beta_{k}$$
(A8)

式(A4)的分段线性化处理:

$$\begin{cases} w_{1} + w_{2} + \dots + w_{7} = 1 \\ z_{1} + z_{2} + \dots + z_{6} = 1 \\ w_{1} \ge 0, w_{2} \ge 0, \dots, w_{7} \ge 0 \\ w_{1} \le z_{1}, w_{2} \le z_{1} + z_{2}, \dots, w_{7} \le z_{6} \\ E_{car} = \sum_{n=1}^{7} w_{n} d_{n} \\ C_{car} = \sum_{n=1}^{7} w_{n} C_{car} (d_{n}) \end{cases}$$
(A9)

本文将碳交易成本分为 6 个区间的分段函数,取 7 个分段点 $[d_1, d_1, \dots, d_7]$ ,增加 7 个连续辅助变量  $[w_1, w_1, \dots, w_7]$ 、6个二进制辅助变量 $[z_1, z_1, \dots, z_6]$ ,则可将原式转化为 $E_{car} = \sum_{n=1}^7 w_n d_n$ ,  $C_{car} = \sum_{n=1}^7 w_n C_{car}(d_n)$ 。

# 附录 B

Table B1     Parameters of thermal power units							
机	出力上限	出力下限	爬坡率	燃	料成本系数		
组	$P_{\rm max}$ / MW	$P_{\min}$ / MW	$R_i / (\mathbf{MW} \cdot \mathbf{h})^{-1}$	$a_i / (\vec{\pi} \cdot \mathbf{MW})^{-2}$ $b_i / (\vec{\pi} \cdot \mathbf{MW})^{-1}$ $c_i / \vec{\pi}$		ψ排放强度/[t・(MW・n)]	
G1	100	30	50	0.035	750	500	1.08
G5	60	35	35	0.023	300	125	0.98
G8	50	25	25	0.015	200	300	0.88
G13	50	25	25	0.015	250	500	0.78

表 B1 火电机组参数 able B1 Parameters of thermal power unit

# 表 B2 CSP 电站参数 Table B2 Operating parameters of CSP plant

镜场面 积 A <sub>gc</sub> / m <sup>2</sup>	最大输出功 率 <i>P</i> <sub>CSP</sub> / MW	最大向上(向下) 爬坡率 R <sub>CSP</sub> / (MW·h) <sup>-1</sup>	光热转 换效率 η <sub>g-h</sub> /%	热电转 换效率 η <sub>h-d</sub> /%	TES 的折 损率 μ/%	TES 最大 充、放热功 率 Q <sup>max</sup> /MW	TES 最大 储热容量 E <sub>TES</sub> / (MW · h)	TES 最小 储热容量 E <sup>min</sup> <sub>TES</sub> / (MW · h)	TES 储热 初始值 E <sub>TES.0</sub> / (MW · h)
1.5×10 <sup>6</sup>	150	50	0.4	0.4	1	200	1000	100	600

# 表 B3 设备运行成本参数

Table B3 Cost parameters of operating equipments

各设备运行参数	数值
EH 电热转换成本系数 $K_{\rm EH}$ / (元· <b>MW</b> ) <sup>-1</sup>	300
CSP 电站发电成本系数 $K_{CSP}$ / (元·MW) <sup>-1</sup>	200
电解水成本系数 $K_{\rm EL}$ / (元·MW) <sup>-1</sup>	45
储氢成本系数 $K_{\rm H} / (\overline{\pi} \cdot {\rm kg})^{-1}$	50
HFC 发电成本系数 $K_{\rm FC} / ( \overline{\pi} \cdot {\rm MW} )^{-1}$	84
甲烷化成本系数 $K_{MR}$ / (元·MW) <sup>-1</sup>	62
单个绿证价格 $C_{g}^{per}$ / (元·本) <sup>-1</sup>	150
碳交易基价 $K_{car} / ( \overline{\pi} \cdot \mathbf{t} )^{-1}$	120
风电运维成本系数 $K_w / ( \pi \cdot MW )^{-1}$	20

Table B4 Parameter values of fuel cell model				
模型参数	数值			
$P_{\mathrm{H}_2}$ / Pa	3atm			
$P_{\mathrm{O}_2}$ / Pa	3atm			
$P_{\rm H_2O}$ / Pa	1 atm			
$J/[\mathrm{A}\cdot(\mathrm{cm}^2)^{-1}]$	0.2			
$A_1$	-0.0948			
$A_2$	7.6×10 <sup>-5</sup>			
$A_3$	-1.93×10 <sup>-4</sup>			
$A_{\rm s}$ / cm <sup>2</sup>	232			
$R_{\rm int} / [\Omega \cdot ({\rm cm}^2)^{-1}]$	0.1			
n	2.25×10 <sup>-3</sup>			
标准熵变值 $\Delta S_{b} / [\mathbf{J} \cdot (\mathbf{mol} \cdot \mathbf{K})^{-1}]$	164			
法拉第常数 F/(C·mol) <sup>-1</sup>	96485.33			
HFC 的标准温度 $T_{b}$ / K	298.15			
气体常数 R / [J · (mol · K)] <sup>-1</sup>	8.314			
$K_{ m CO_2}^{ m MR}$	19.8			
$K^{Q}_{ m CO_2}$	20.6			

表 B4 燃料申池模型参数

 K<sup>U</sup><sub>CO2</sub>
 20.6

 部分常数推导过程:  $M_{H_{2,I}}$ 的单位为 kg/s,即在 1 h 之内可消耗 3600×1000× $M_{H_{2,I}}$ 克的 H<sub>2</sub>,而对应于 CO<sub>2</sub>+4H<sub>2</sub>=CH<sub>4</sub>+2H<sub>2</sub>O 反应方程式,CO<sub>2</sub>

的消耗量为  $\frac{3600 \times 1000 \times M_{\text{H}_{2},\text{f}}}{4M}$  mol(4 表示化学反应式 CO<sub>2</sub>+4H<sub>2</sub>=CH<sub>4</sub>+2H<sub>2</sub>O 中氢气对甲烷气体的摩尔之比, *M* 为氢气的摩尔质量),换算成吨为单

位质量为  $E_{MR,t} = \frac{3600 \times 1000 \times M_{H_2,t}}{4M} \times \frac{44}{10^6} t_{\circ} 生成1 mol 的 CH_4 放出 165.01 kJ 的热量,即总反应热为 165.01 \times \frac{3600 \times 1000 \times M_{H_2,t}}{4M} kJ, 又因为1 MW \cdot h$ 

=3.6×10<sup>6</sup> kJ, 故最终的反应热为 $Q_{\text{MR},t} = \frac{165.01}{3.6 \times 10^6} \times \frac{3600 \times 1000 \times M_{\text{H}_2,t}}{4M} \text{ MW} \cdot \text{h}$ 。



Fig.B1 Prediction index curve of Electrical load, wind power output and  $S_{\rm DNI}$ 



附录 C

#### C1 EH 运行成本对系统效益的影响

EH 作为传统电转热形式,其发挥着消纳风电、节能减排的作用,但是随着自身运行成本的提高,系统效益随之改变,系统效益变化如图 C1 所示。



由上图可见,当采用 EH 消纳风电,其运行成本在 0.1 元/KWh 左右时,总成本维持在一个较低的水 平且 CO<sub>2</sub>排放量变化不大。但随着 EH 成本的提高,此时系统的 CO<sub>2</sub>排放量和总成本都在提高,直至两 者趋于稳定值。前者是因为 EH 成本较低,电转热功率数值较大,此时限制系统低碳经济效益的因素主 要是 EH 输出热功率上界。后者则是 EH 成本过高导致风电消纳效果不佳,当价格超过 0.4 元/KWh 时, EH 电转热环节失去作用,CO<sub>2</sub>排放量和总成本均达到最大。



Fig.D1 Scheduling results of models in Scenario 1



Fig.D2 Scheduling results of models in Scenario 2







Fig.D4 Scheduling results of models in Scenario 4



图 D5 CSP 电站储热系统充放热情况 Fig.D5 Charging and discharging of thermal storage system in CSP plant



Fig.D6 Scheduling results of models in Scenario 5



Fig.D7 Scheduling results of models in Scenario 6

#### E1 阶梯式碳交易参数的影响分析

碳交易参数会影响系统运行,本文通过改变场景 6 算例模型中碳交易基价、价格增长率两个参数来 分析对系统碳排放量和总成本的影响,如图 E1 所示。



Fig.E1 Effects of carbon trading parameters on system

由图 E1 可知,碳交易基价小于 400 元/t 时,提高基价将会减少碳排放量。这是因为基价的改变会影 响碳交易成本在总成本中的比重,当基价呈上升趋势时,系统为了降低总成本必然会减少碳排放量,从 而达到减排的目的。而碳交易基价大于 400 元/t 时,碳排放水平趋于稳定,此时随着基价的提高,碳交 易成本虽然继续上升,但碳排放量不再改变。总成本也随着碳交易成本的增大而增大,主要原因是联合 市场中有关碳交易配额选取较大,使得碳交易成本相对于绿证收益占总成本的比例仍偏小,燃料电池发 电和 CO<sub>2</sub> 甲烷化的氢能利用比例已趋于稳定,同时,受甲烷化装置氢能输入功率 *P*<sub>MR</sub> 的限制,至此碳成 本的持续增大无法改变甲烷化进程,故碳排放量不再改变。

价格增长率处于[0,0.6)区间时,随着增长率的提高,碳交易成本随之增大。此时,为减少碳交易成本,系统会减少火电机组的出力,增加新能源机组的出力。价格增长率处于[0.6,0.75)区间时,系统内新能源机组出力均已达到峰值,导致碳排放量无法进一步减少。而随着碳交易成本的增大,总成本仍越来越大。

















图 F3 场景 9 模型调度结果

Fig.F3 Scheduling results of models in Scenario 9