

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

陈锦鹏¹, 胡志坚¹, 陈颖光², 陈嘉滨³, 陈纬楠¹, 高明鑫¹, 林铭蓉¹, 杜一星¹

(1. 武汉大学 电气与自动化学院, 湖北 武汉 430000; 2. 福建华电金湖电力有限公司, 福建 三明 365000;

3. 华电福新能源有限公司 南靖水力发电厂, 福建 漳州 363000)

摘要:“双碳”背景下,为提高能源利用率,优化设备的运行灵活性,进一步降低综合能源系统(IES)的碳排放水平,提出一种IES低碳经济运行策略。首先考虑IES参与到碳交易市场,引入阶梯式碳交易机制引导IES控制碳排放;接着细化电转气(P2G)的两阶段运行过程,引入电解槽、甲烷反应器、氢燃料电池(HFC)替换传统的P2G,研究氢能的多方面效益;最后提出热电比可调的热电联产、HFC运行策略,进一步提高IES的低碳性与经济性。基于此,构建以购能成本、碳排放成本、弃风成本最小的低碳经济运行目标,将原问题转化为混合整数线性问题,运用CPLEX商业求解器进行求解,通过设置多个运行情景,对比验证了所提策略的有效性。

关键词:氢能;阶梯式碳交易机制;热电比可调;综合能源系统;低碳经济

中图分类号:TM 732

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202109032

0 引言

社会经济发展给环境带来了巨大的负担^[1],温室气体的大量排放进一步导致全球气候变暖^[2]。在此大背景下,我国表示力争在2030年前实现碳达峰,2060年前实现碳中和^[3]。电力行业作为能源消耗的主体,其碳排放量在碳排放总量中占了很大的比重,实现低碳电力将有望加速实现碳减排的目标^[4]。

综合能源系统IES(Integrated Energy System)内部耦合了多种能源进行联合供应,能满足终端多能负荷需求,进一步优化了多能系统的低碳经济性^[5]。

目前多数文献着重考虑IES的经济性^[6-7],忽略了IES实现碳减排的巨大潜力。也有些文献针对IES的低碳运行进行了研究,如:文献[8]建立了微网与配电网的重复博弈模型,结合等效碳排放系数将CO₂排放成本纳入经济成本中;文献[9]讨论了碳捕集技术降低碳排放的效果并结合需求响应提出了低碳经济运行策略。但文献[8-9]所建立的碳排放模型过于简单,且忽略了碳交易市场的引导作用。为此,文献[10-11]引入碳交易机制及碳排放计算模型,提出了计及碳交易成本的IES优化调度模型;文献[3,12]提出了阶梯式碳交易机制,进一步约束了碳排放。

促进清洁能源消纳是节能减排的重要途径,然而风电的反调峰特性导致弃风问题尤为突出^[13]。有学者提出运用电转气P2G(Power-to-Gas)将富余电能转化为天然气,极大提高了风电的消纳^[14-15],其中文献[14]构建了含P2G的IES,考虑多个独立能源商,结合纳什讨价还价策略进行博弈。然而,现有研

究在对P2G建模时大多只考虑电转天然气的过程。实际上,P2G的工作包含电制氢气和氢气转天然气2个过程。文献[5]指出电制天然气的效率仅为55%,而电制氢气的效率高达80%,并且氢气的燃烧效率高于天然气,且不产生碳排放。因此,细化研究P2G的制氢环节中氢能的高效、清洁利用具有重大意义。

含热电联产CHP(Combined Heat and Power)的优化运行也取得了一定成果^[16-18],其中文献[17]结合CHP的热电耦合特性,根据IES内部的负荷需求提出一种基于分时电价、气价的经济运行策略。现有文献在对CHP建模时,大多假定其热电比为恒定,导致CHP出力往往不能与实际用能需求相匹配,运行不经济。为此,文献[19]考虑了CHP热电比可调特性,提高了CHP供能效益,优化了系统经济运行。

通过上述分析可知,多数文献建立的碳排放模型过于简单,未充分考虑碳交易市场的作用;在运用P2G促进风电消纳时,鲜有考虑P2G两阶段运行过程具备的效益;在含CHP优化运行时较少考虑可调热电比所具备的潜在优势。同时,鲜有文献综合考虑阶梯式碳交易机制、细化P2G两阶段运行以及热电比可调的CHP装置三者协同运行对IES调度的影响。未来能源系统将迎来多种转型与变革,尤其是各种低碳与清洁技术的应用,各种转型与变革并非孤立存在,而是相辅相成,协同发展。因此有必要深入研究上述三者协同运行对IES优化调度的影响。

为此,在上述研究基础上,本文综合考虑阶梯式碳交易机制、细化P2G两阶段运行过程以及热电比可调的CHP、氢燃料电池HFC(Hydrogen Fuel Cell)运行策略对IES优化调度的影响,构建了以购能成本、碳排放成本、弃风成本最小的低碳经济运行目标,并将原问题转化为混合整数线性问题,运用

收稿日期:2021-06-14;修回日期:2021-08-06

基金项目:国家重点研发计划项目(2020YFB0905900)

Project supported by the National Key Research and Development Project of China(2020YFB0905900)

CPLEX 商业求解器进行求解,并通过对分析不同情景的调度结果,验证了所提策略的有效性。

1 含阶梯式碳交易机制与电制氢的 IES 运行框架

集合多种能源形式的 IES 通过多种能源与供能设备满足内部的能源需求。本文在传统模型的基础上,引入阶梯式碳交易机制,同时细化考虑了 P2G 装置两阶段运行过程中氢能的高效利用以及 CHP 设备热电比可调特性,具体框架如图 1 所示。

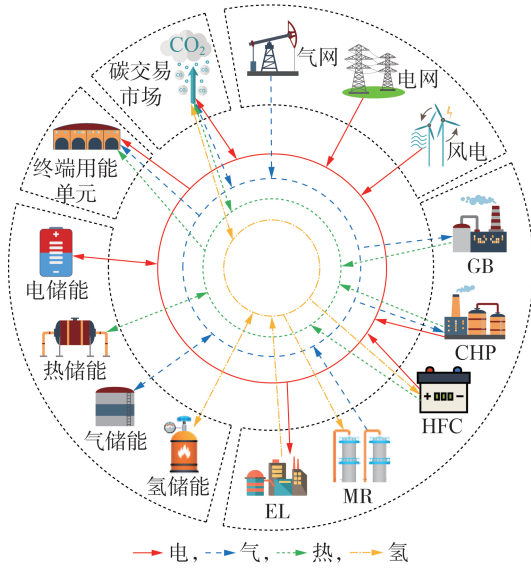


图1 IES运行图

Fig.1 Operation diagram of IES

由图1可知,本文建立的 IES 低碳经济调度框架主要包含5个单元:上级能源供给单元、耦合设备单元、储能设备单元、终端用能单元、碳交易市场单元。分布式电源为 IES 提供可再生的清洁能源;电解槽 EL(Electrolyzer)将电能转化为氢能,氢能经由甲烷反应器 MR(Methane Reactor)进一步转化为天然气,也可直接供给 HFC 进行氢能的热电生产,减少能源的梯级消耗,提高能源的利用率;燃气锅炉 GB(Gas Boiler)燃烧天然气提供热能,满足热负荷需求;CHP 燃烧天然气同时满足电、热负荷需求;气负荷需求由上级天然气网以及 MR 联合供应;此外,IES 内还包含电、气、热、氢储能设备进行能量存储,可实现能量的时移;各设备运行过程涉及的 CO₂ 吸收或排放最终通过碳交易市场进行交易。

1.1 可调热电比模型

CHP 通过燃烧天然气进行发电,并将发电过程产生的余热对热负荷进行供应。热电比可调的 CHP 能够根据实时的电、热用能需求进行电、热出力调整,进一步优化运行效益,其工作模型为:

$$\begin{cases} P_{\text{CHP},e}(t) = \eta_{\text{CHP}}^e P_{g,\text{CHP}}(t) \\ P_{\text{CHP},h}(t) = \eta_{\text{CHP}}^h P_{g,\text{CHP}}(t) \\ P_{g,\text{CHP}}^{\min} \leq P_{g,\text{CHP}}(t) \leq P_{g,\text{CHP}}^{\max} \\ \Delta P_{g,\text{CHP}}^{\min} \leq P_{g,\text{CHP}}(t+1) - P_{g,\text{CHP}}(t) \leq \Delta P_{g,\text{CHP}}^{\max} \\ \kappa_{\text{CHP}}^{\min} \leq P_{\text{CHP},h}(t)/P_{\text{CHP},e}(t) \leq \kappa_{\text{CHP}}^{\max} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_{g,\text{CHP}}(t)$ 为 t 时段输入 CHP 的天然气功率; $P_{\text{CHP},e}(t)$ 、 $P_{\text{CHP},h}(t)$ 分别为 t 时段 CHP 输出的电、热能; η_{CHP}^e 、 η_{CHP}^h 分别为 CHP 转换为电、热能的效率; $P_{g,\text{CHP}}^{\max}$ 、 $P_{g,\text{CHP}}^{\min}$ 分别为输入 CHP 的天然气功率上、下限; $\Delta P_{g,\text{CHP}}^{\max}$ 、 $\Delta P_{g,\text{CHP}}^{\min}$ 分别为 CHP 的爬坡上、下限; $\kappa_{\text{CHP}}^{\max}$ 、 $\kappa_{\text{CHP}}^{\min}$ 分别为 CHP 的热电比上、下限。

1.2 P2G 两阶段运行过程

氢能作为纯净、高效的能源,在一些领域有着较大的应用潜力,如氢能源汽车、HFC 等。P2G 两阶段运行过程如图2所示。

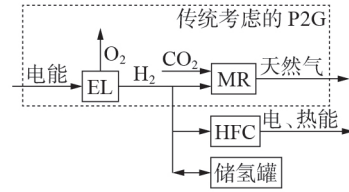


图2 P2G两阶段过程

Fig.2 Two-stage process of P2G

EL 首先将电能转化为氢能,氢能一部分输入 MR 与 CO₂ 合成为天然气,供应给气负荷、GB、CHP,一部分直接输送到 HFC 转换为电、热能,还有一部分经由储氢罐进行存储。氢能经由 HFC 直接转化为电、热能相比于先转化为天然气后再经由 GB 或 CHP 燃烧供应,减少了一个能量转换的环节,可减少能量的梯级损耗,另外氢能的能效高于天然气,且不会产生 CO₂。可见氢能直接供给 HFC 具有多方面效益。上述能量转化的模型可描述如下。

1) EL 设备。

$$\begin{cases} P_{\text{EL},\text{H}_2}(t) = \eta_{\text{EL}} P_{e,\text{EL}}(t) \\ P_{e,\text{EL}}^{\min} \leq P_{e,\text{EL}}(t) \leq P_{e,\text{EL}}^{\max} \\ \Delta P_{e,\text{EL}}^{\min} \leq P_{e,\text{EL}}(t+1) - P_{e,\text{EL}}(t) \leq \Delta P_{e,\text{EL}}^{\max} \end{cases} \quad (2)$$

式中: $P_{e,\text{EL}}(t)$ 为 t 时段输入 EL 的电能; $P_{\text{EL},\text{H}_2}(t)$ 为 t 时段 EL 输出的氢能; η_{EL} 为 EL 的能量转换效率; $P_{e,\text{EL}}^{\max}$ 、 $P_{e,\text{EL}}^{\min}$ 分别为输入 EL 的电能上、下限; $\Delta P_{e,\text{EL}}^{\max}$ 、 $\Delta P_{e,\text{EL}}^{\min}$ 分别为 EL 的爬坡上、下限。

2) MR 设备。

$$\begin{cases} P_{\text{MR},g}(t) = \eta_{\text{MR}} P_{\text{H}_2,\text{MR}}(t) \\ P_{\text{H}_2,\text{MR}}^{\min} \leq P_{\text{H}_2,\text{MR}}(t) \leq P_{\text{H}_2,\text{MR}}^{\max} \\ \Delta P_{\text{H}_2,\text{MR}}^{\min} \leq P_{\text{H}_2,\text{MR}}(t+1) - P_{\text{H}_2,\text{MR}}(t) \leq \Delta P_{\text{H}_2,\text{MR}}^{\max} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $P_{\text{H}_2,\text{MR}}(t)$ 为 t 时段输入 MR 的氢能; $P_{\text{MR},g}(t)$ 为 t

时段MR输出的天然气功率; η_{MR} 为MR的能量转换效率; $P_{H_2,MR}^{\max}$ 、 $P_{H_2,MR}^{\min}$ 分别为输入MR的氢能上、下限; $\Delta P_{H_2,MR}^{\max}$ 、 $\Delta P_{H_2,MR}^{\min}$ 分别为MR的爬坡上、下限。

3)HFC设备。

文献[5]表明,HFC的热、电能量转化效率之和可看成一个常数,并且电、热转换效率可调,因此本文构建的热电比可调的HFC模型如下:

$$\begin{cases} P_{HFC,e}(t) = \eta_{HFC}^e P_{H_2,HFC}(t) \\ P_{HFC,h}(t) = \eta_{HFC}^h P_{H_2,HFC}(t) \\ P_{H_2,HFC}^{\min} \leq P_{H_2,HFC}(t) \leq P_{H_2,HFC}^{\max} \\ \Delta P_{H_2,HFC}^{\min} \leq P_{H_2,HFC}(t+1) - P_{H_2,HFC}(t) \leq \Delta P_{H_2,HFC}^{\max} \\ \kappa_{HFC}^{\min} \leq P_{HFC,h}(t)/P_{HFC,e}(t) \leq \kappa_{HFC}^{\max} \end{cases} \quad (4)$$

式中: $P_{H_2,HFC}(t)$ 为 t 时段输入HFC的氢能; $P_{HFC,e}$ 、 $P_{HFC,h}(t)$ 分别为 t 时段HFC输出的电、热能; η_{HFC}^e 、 η_{HFC}^h 分别为HFC转换为电、热能的效率; $P_{H_2,HFC}^{\max}$ 、 $P_{H_2,HFC}^{\min}$ 分别为输入HFC的氢能上、下限; $\Delta P_{H_2,HFC}^{\max}$ 、 $\Delta P_{H_2,HFC}^{\min}$ 分别为HFC的爬坡上、下限; $\kappa_{HFC}^{\max}$ 、 $\kappa_{HFC}^{\min}$ 分别为HFC的热电比上、下限。

1.3 阶梯式碳交易机制模型

碳交易机制是通过建立合法的碳排放权,并允许生产商到市场进行碳排放权交易进而达到控制碳排放的目的。监管部门首先为每个碳排放源分配碳排放权配额,生产商结合自身的配额进行合理生产与排放。若实际碳排放低于所分配的配额,则可将剩余配额参与到碳交易市场进行交易,反之则需要购买碳排放权配额。阶梯式碳交易机制模型主要包含碳排放权配额模型、实际碳排放模型、阶梯式碳排放交易模型。

1)碳排放权配额模型。

IES中的碳排放源主要有3类:上级购电、GB、CHP。目前国内主要采用的配额方法为无偿配额^[3],并且本文认为上级购电均来源于燃煤机组发电。

$$\begin{cases} E_{IES} = E_{e,buy} + E_{CHP} + E_{GB} \\ E_{e,buy} = \chi_e \sum_{t=1}^T P_{e,buy}(t) \\ E_{CHP} = \chi_g \sum_{t=1}^T (P_{CHP,e}(t) + P_{CHP,h}(t)) \\ E_{GB} = \chi_g \sum_{t=1}^T P_{GB,h}(t) \end{cases} \quad (5)$$

式中: E_{IES} 、 $E_{e,buy}$ 、 E_{CHP} 、 E_{GB} 分别为IES、上级购电、CHP、GB的碳排放权配额; χ_e 、 χ_g 分别为燃煤机组单位电力消耗、燃天然气机组单位天然气消耗的碳排放权配额; $P_{e,buy}(t)$ 为 t 时段上级购电量; $P_{GB,h}(t)$ 为 t 时段GB输出的热能; T 为调度周期。

2)实际碳排放模型。

MR的氢能转天然气过程可吸收一部分CO₂,因此需要对其进行考虑。实际碳排放模型如下:

$$\begin{cases} E_{IES,a} = E_{e,buy,a} + E_{total,a} - E_{MR,a} \\ E_{e,buy,a} = \sum_{t=1}^T (a_1 + b_1 P_{e,buy}(t) + c_1 P_{e,buy}^2(t)) \\ E_{total,a} = \sum_{t=1}^T (a_2 + b_2 P_{total}(t) + c_2 P_{total}^2(t)) \\ P_{total}(t) = P_{CHP,e}(t) + P_{CHP,h}(t) + P_{GB,h}(t) \\ E_{MR,a} = \sum_{t=1}^T \varpi P_{MR,g}(t) \end{cases} \quad (6)$$

式中: $E_{IES,a}$ 、 $E_{e,buy,a}$ 分别为IES、上级购电的实际碳排放量; $E_{total,a}$ 为CHP、GB、MR总的实际碳排放量; $E_{MR,a}$ 为MR实际吸收的CO₂量; $P_{total}(t)$ 为 t 时段CHP、GB、MR等效输出功率; a_1 、 b_1 、 c_1 和 a_2 、 b_2 、 c_2 分别为燃煤机组和耗天然气型供能设备的碳排放计算参数; ϖ 为MR设备氢能转天然气过程吸收CO₂的参数。

3)阶梯式碳排放交易模型。

求得IES的碳排放权配额及实际碳排放量,即可求得实际参与到碳交易市场的碳排放权交易额。

$$E_{IES,t} = E_{IES,a} - E_{IES} \quad (7)$$

式中: $E_{IES,t}$ 为IES的碳排放权交易额。

相较于传统碳交易定价机制,为进一步限制碳排放,本文采用阶梯式定价机制。阶梯式定价机制划分了多个购买区间,随着需要购买的碳排放权配额越多,相应区间的购价越高。阶梯式碳交易成本为:

$$f_{CO_2}^{price} = \begin{cases} \lambda E_{IES,t} & E_{IES,t} \leq l \\ \lambda(1+\alpha)(E_{IES,t} - l) + \lambda l & l \leq E_{IES,t} \leq 2l \\ \lambda(1+2\alpha)(E_{IES,t} - 2l) + \lambda(2+\alpha)l & 2l \leq E_{IES,t} \leq 3l \\ \lambda(1+3\alpha)(E_{IES,t} - 3l) + \lambda(3+\alpha)l & 3l \leq E_{IES,t} \leq 4l \\ \lambda(1+4\alpha)(E_{IES,t} - 4l) + \lambda(4+\alpha)l & E_{IES,t} \geq 4l \end{cases} \quad (8)$$

式中: $f_{CO_2}^{price}$ 为阶梯式碳交易成本; λ 为碳交易基价; l 为碳排放量区间长度; α 为价格增长率。

2 考虑阶梯式碳交易机制与电制氢的IES优化运行模型

2.1 目标函数

本文综合考虑IES的购能成本 f_{buy}^{price} 、阶梯式碳交易成本 $f_{CO_2}^{price}$ 和弃风成本 $f_{DG,cut}^{price}$,构建运行总成本 F 最小的低碳经济调度目标如下:

$$F = \min(f_{buy}^{price} + f_{CO_2}^{price} + f_{DG,cut}^{price}) \quad (9)$$

1)购能成本 f_{buy}^{price} 。

$$f_{buy}^{price} = \sum_{t=1}^T \alpha_t P_{e,buy}(t) + \sum_{t=1}^T \beta_t P_{g,buy}(t) \quad (10)$$

式中: $P_{g,buy}(t)$ 为 t 时段的购气量; α_t 、 β_t 分别为 t 时段的电价、气价。

2) 阶梯式碳交易成本 $f_{\text{CO}_2}^{\text{price}}$ (见式(8))。

3) 弃风成本 $f_{\text{DG, cut}}^{\text{price}}$ 。

$$f_{\text{DG, cut}}^{\text{price}} = \delta_{\text{DG}} \sum_{t=1}^T P_{\text{DG, cut}}(t) \quad (11)$$

式中: δ_{DG} 为单位弃风惩罚成本; $P_{\text{DG, cut}}(t)$ 为 t 时段的弃风功率。

2.2 约束条件

1) 风电出力约束。

$$0 \leq P_{\text{DG}}(t) \leq P_{\text{DG}}^{\text{max}} \quad (12)$$

式中: $P_{\text{DG}}(t)$ 为 t 时段风电输出功率; $P_{\text{DG}}^{\text{max}}$ 为风电输出功率上限。

2) CHP、EL、MR、HFC 运行约束 (见式(1)–(4))。

3) GB 运行约束。

$$\begin{cases} P_{\text{GB, h}}(t) = \eta_{\text{GB}} P_{\text{g, GB}}(t) \\ P_{\text{g, GB}}^{\text{min}} \leq P_{\text{g, GB}}(t) \leq P_{\text{g, GB}}^{\text{max}} \\ \Delta P_{\text{g, GB}}^{\text{min}} \leq P_{\text{g, GB}}(t+1) - P_{\text{g, GB}}(t) \leq \Delta P_{\text{g, GB}}^{\text{max}} \end{cases} \quad (13)$$

式中: η_{GB} 为 GB 的能量转换效率; $P_{\text{g, GB}}(t)$ 为 t 时段输入 GB 的功率; $P_{\text{g, GB}}^{\text{max}}$ 、 $P_{\text{g, GB}}^{\text{min}}$ 分别为 GB 的输入功率上、下限; $\Delta P_{\text{g, GB}}^{\text{max}}$ 、 $\Delta P_{\text{g, GB}}^{\text{min}}$ 分别为 GB 的爬坡上、下限。

4) 储能运行约束。

文献[7]认为电、热、气等储能设备模型相似,因此本文对电、热、气、氢储能设备进行统一建模。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{ES, n}}^{\text{cha}}(t) \leq B_{\text{ES, n}}^{\text{cha}}(t) P_{\text{ES, n}}^{\text{max}} \\ 0 \leq P_{\text{ES, n}}^{\text{dis}}(t) \leq B_{\text{ES, n}}^{\text{dis}}(t) P_{\text{ES, n}}^{\text{max}} \\ P_{\text{ES, n}}(t) = P_{\text{ES, n}}^{\text{cha}}(t) \eta_{\text{ES, n}}^{\text{cha}} - P_{\text{ES, n}}^{\text{dis}}(t) / \eta_{\text{ES, n}}^{\text{dis}} \\ S_n(t) = S_n(t-1) + P_{\text{ES, n}}(t) / P_{\text{ES, n}}^{\text{cap}} \\ S_n(1) = S_n(T) \\ B_{\text{ES, n}}^{\text{cha}}(t) + B_{\text{ES, n}}^{\text{dis}}(t) = 1 \\ S_n^{\text{min}} \leq S_n(t) \leq S_n^{\text{max}} \end{cases} \quad (14)$$

式中: $P_{\text{ES, n}}^{\text{cha}}(t)$ 、 $P_{\text{ES, n}}^{\text{dis}}(t)$ 分别为第 n 种储能装置 t 时段的充、放功率; $P_{\text{ES, n}}^{\text{max}}$ 为第 n 种储能装置的单次充、放最大功率; $B_{\text{ES, n}}^{\text{cha}}(t)$ 、 $B_{\text{ES, n}}^{\text{dis}}(t)$ 均为二进制变量,分别为第 n 种储能装置 t 时段充、放状态参数, $B_{\text{ES, n}}^{\text{cha}}(t)=1$ 、 $B_{\text{ES, n}}^{\text{dis}}(t)=0$ 表示处于充能状态, $B_{\text{ES, n}}^{\text{cha}}(t)=0$ 、 $B_{\text{ES, n}}^{\text{dis}}(t)=1$ 表示处于放能状态; $P_{\text{ES, n}}(t)$ 为第 n 种储能装置 t 时段最终的输出功率; $\eta_{\text{ES, n}}^{\text{cha}}$ 、 $\eta_{\text{ES, n}}^{\text{dis}}$ 分别为第 n 种储能装置的充、放效率; $S_n(t)$ 为 t 时段第 n 种储能装置的容量; $P_{\text{ES, n}}^{\text{cap}}$ 为第 n 种储能装置的额定容量; S_n^{max} 、 S_n^{min} 分别为第 n 种储能装置容量的上、下限。

5) 电功率平衡约束。

考虑到风电具有较大的随机性和波动性,为减轻主网压力,本文不考虑 IES 向上级电网售电。

$$\begin{cases} P_{\text{e, buy}}(t) = P_{\text{e, Load}}(t) + P_{\text{e, EL}}(t) + P_{\text{e, ES}}^{\text{e}}(t) - P_{\text{DG}}(t) - \\ P_{\text{CHP, e}}(t) - P_{\text{HFC, e}}(t) \\ 0 \leq P_{\text{e, buy}}(t) \leq P_{\text{e, buy}}^{\text{max}} \end{cases} \quad (15)$$

式中: $P_{\text{e, Load}}(t)$ 为 t 时段电负荷; $P_{\text{e, ES}}^{\text{e}}(t)$ 为 t 时段输入电储的功率; $P_{\text{e, buy}}^{\text{max}}$ 为各时段购电限值。

6) 热功率平衡约束。

$$P_{\text{HFC, h}}(t) + P_{\text{CHP, h}}(t) + P_{\text{GB, h}}(t) = P_{\text{h, Load}}(t) + P_{\text{ES}}^{\text{h}}(t) \quad (16)$$

式中: $P_{\text{h, Load}}(t)$ 为 t 时段热负荷; $P_{\text{ES}}^{\text{h}}(t)$ 为 t 时段输入热储的功率。

7) 天然气平衡约束。

同样地,本文不考虑 IES 向上级气网出售天然气。

$$\begin{cases} P_{\text{g, buy}}(t) = P_{\text{g, Load}}(t) + P_{\text{ES}}^{\text{g}}(t) + P_{\text{g, CHP}}(t) + \\ P_{\text{g, GB}}(t) - P_{\text{MR, g}}(t) \\ 0 \leq P_{\text{g, buy}}(t) \leq P_{\text{g, buy}}^{\text{max}} \end{cases} \quad (17)$$

式中: $P_{\text{g, Load}}(t)$ 为 t 时段气负荷; $P_{\text{ES}}^{\text{g}}(t)$ 为 t 时段输入天然气储的功率; $P_{\text{g, buy}}^{\text{max}}$ 为各时段购气限值。

8) 氢平衡约束。

$$P_{\text{EL, H}_2}(t) = P_{\text{H}_2, \text{MR}}(t) + P_{\text{H}_2, \text{HFC}}(t) + P_{\text{ES}}^{\text{H}_2}(t) \quad (18)$$

式中: $P_{\text{ES}}^{\text{H}_2}(t)$ 为 t 时段输入氢储的功率。

2.3 模型线性化处理

本文构建的考虑电制氢与可调热电比的 IES 低碳经济调度模型为混合整数非线性模型,因此需将上述模型转化为混合整数线性模型,采用 Yalmip 调用 CPLEX 商业求解器进行求解。式(6)包含平方项,可进行分段线性化处理,具体线性化过程见附录 A。

3 算例分析

为验证所提低碳经济调度策略的有效性,设置算例进行验证。以一天 24 h 为一个周期进行优化调度,该 IES 内部的各种负荷与风机出力预测结果见附录 B 图 B1,分时电价见附录 B 表 B1,天然气价取 0.35 元/(kW·h)^[12],各设备的安装容量与运行参数见附录 B 表 B2,各储能的安装容量与参数见附录 B 表 B3,实际碳排放模型参数见附录 B 表 B4,燃煤机组单位电力消耗的碳排放权配额 $\chi_{\text{e}} = 0.798$ kg/(kW·h),燃天然气机组单位天然气消耗的碳排放权配额 $\chi_{\text{g}} = 0.385$ kg/(kW·h),单位弃风惩罚成本 $\delta_{\text{DG}} = 0.2$ 元/(kW·h)。

3.1 碳交易机制分析

1) 考虑阶梯式碳交易机制效益分析。

为了验证本文所提出的考虑阶梯式碳交易机制的有效性,令区间长度 $l = 2$ t,价格增长率 $\alpha = 25\%$,碳交易基价 $\lambda = 250$ 元/t,并设置 3 种运行情景进行对比分析。情景 1 为阶梯式碳交易机制下,优化目标不考虑碳交易成本,仅考虑购能成本、弃风成本的传统经济调度情景;情景 2 为传统碳交易机制下,优化目标考虑购能成本、碳交易成本、弃风成本的低碳经济调度情景;情景 3 为阶梯式碳交易机制下,优化目标考虑购能成本、碳交易成本、弃风成本的低碳经

济调度情景。表1为3种运行情景下的调度结果。由表可知,优化目标考虑碳交易成本时的碳排放量要远小于优化目标不考虑碳交易成本。其中,情景2碳排放量比情景1减少了11.91%;情景3碳排放量比情景1减少了18.73%,且情景3比情景2减少碳排放1201 kg,即减排了6.10%。可见,考虑阶梯式碳交易机制能够最大限度地约束碳排放,达到减排的目的。

表1 考虑阶梯式碳交易机制前后效益对比

Table 1 Comparison of benefits before and after considering ladder-type carbon trading mechanism

参数	参数值		
	情景1	情景2	情景3
碳排放量/kg	23386	20897	19696
碳交易成本/元	5432.8	2513.5	2810.0
购电成本/元	1005.3	1984.6	3258.1
购气成本/元	11040.6	10413.4	9867.4
弃风成本/元	0	0	0
总成本/元	17478.7	14911.5	15935.5

结合分时电价与气价可知,情景1以传统的经济运行优化为目标,由于各时段气价均比电价便宜,系统会尽可能多地购买天然气,通过CHP为电负荷供电,因此总购能成本最小,但大量购买天然气导致燃烧天然气产生的实际碳排放量远高于碳排放权配额。结合实际碳排放模型可知,当燃烧天然气达到一定水平时,继续燃烧天然气将会使碳排放量大幅增加,这就是情景1碳排放量多的缘故,此时需要向碳交易市场购买大量的碳排放权配额,因此总成本最大;而情景2在优化时考虑了碳交易成本,虽然购气比购电便宜,但由于此时系统燃烧天然气处于高碳排放状态,选择购气代替购电所节约的成本已经低于燃烧天然气产生的高额碳排放而向碳交易市场购买碳排放权配额的成本,因此相比情景1,情景2减少了购气,增加了购电;而情景3由于阶梯式碳交易机制的缘故,碳排放权配额的购价呈阶梯增长,在一定程度上进一步限制了系统的碳排放量,因此情景3再次减少购气,增加购电,达到新的平衡。

对比3种运行情景的总成本,情景1虽然购能成本较低,但由于优化时不考虑碳交易成本,导致需要向碳交易市场购买大量的碳排放权配额,因此总成本最大;情景2虽然增加了购能成本,但由于碳排放成本降低,且碳交易机制为传统的恒定价格机制,购价仅以基价进行计算,因此碳交易成本较低,总成本最小。虽然情景3较情景2的总成本增加了1024元,但碳排放减少了1201 kg,体现了在阶梯式碳交易机制下,系统能在减排的同时保证较低的运行成本。

2) 不同碳交易机制参数下的效益分析。

不同的碳交易机制参数会直接影响IES内部运行情况。现有文献大多只分析不同碳交易基价对系

统的影响^[3,12],鲜有文献分析区间长度、价格增长率对系统运行的影响。为此,本节着重讨论这3个参数对系统碳排放量及运行总成本的影响,如图3所示。

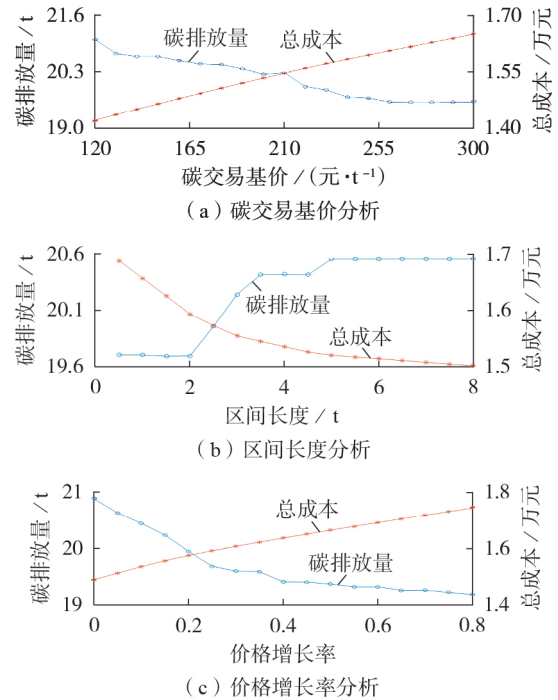


图3 不同的碳交易机制参数对IES的影响

Fig.3 Effects of different carbon trading mechanism parameters on IES

由图3可知,碳交易基价小于260元/t时,随着碳交易基价的增加,即碳排放目标成本的权重越大,碳交易成本的作用越强,系统不得不减少碳排放量以减小碳交易成本,因此碳排放量逐渐减少;而碳交易基价大于260元/t时,随着碳交易基价的增大,系统各设备出力分布趋于稳定,碳排放水平也趋于稳定,因此碳排放量受碳交易基价变化的影响较小;由于碳交易成本的提高,系统的总成本也随之提高。

当区间长度在(0.5, 2] t范围时,由于区间长度较小,系统大部分以阶梯价格购买碳排放权配额,碳交易成本较高,因此碳排放量较小。当区间长度在(2, 5] t范围时,区间长度相对较大;由于IES内部的固有负荷需求,随着区间长度的增加,所需购买的碳排放权配额的交易价格处于高梯度价位的量越小,因此碳交易成本越小。随着碳排放成本的逐渐减小,系统的碳排放量逐渐增加;当区间长度在(5, 8] t范围时,碳排放量均由基价以及第一梯度价位进行交易,区间长度大小对碳排放量的影响程度较小,因此碳排放量达到稳定;随着区间长度的逐渐增大,系统的碳交易成本逐渐减小,总成本也逐渐减小。

当价格增长率为[0, 0.4]时,随着价格增长率的增长,碳交易成本随之增大,为了减小碳交易成本,系统选择调整内部设备的出力分布以减少碳排

放;同时由于IES内部固有负荷需求,当价格增长率为 $(0.4, 0.8]$ 时,设备的出力分布趋于稳定,碳排放量变化也趋于稳定;随着价格增长率的增大,碳交易成本增大,系统总成本也越来越大。

根据上述分析可知,从目前碳减排背景的角度来看:当碳交易基价大于 260 元/t 时,IES的碳减排达到最小,此时价格的提高不再使IES继续减少碳排放,只会增加IES的运行总成本;当区间长度小于等于 2 t 时,系统的碳排放量最小,而当区间长度大于 5 t 时,系统的碳排放量最大,阶梯式碳交易机制对系统的碳排放约束力较差;同理,当价格增长率大于 0.4 时,系统的碳排放量较低,并趋于稳定,但系统的运行总成本有所提高。因此,合理地设置碳交易基价、区间长度、价格增长率能够合理引导系统的碳排放。

3.2 细化P2G两阶段过程效益分析

为了体现将P2G细化为EL、MR、HFC组合的两阶段运行过程的调度优势,设置3种运行情景:情景4为IES中不含电、气耦合设备;情景5为IES中含传统的P2G设备;情景6为将P2G替换为EL、MR、HFC组合的两阶段运行设备。3种运行情景下的调度结果如表2所示。由表可知,情景6的运行总成本最低,相比情景4、情景5分别降低了 2100 、 1457.3 元 。就碳排放而言,情景6相比情景4减排了 2917 kg ,相比情景5减排了 3112 kg 。可见,细化P2G两阶段过程能够在减少碳排放的同时,降低运行成本,具有明显的多方面效益。

表2 细化P2G两阶段运行前后的效益对比

Table 2 Comparison of benefits before and after refining two-stage operation of P2G

参数	参数值		
	情景4	情景5	情景6
碳排放量 / kg	22613	22808	19696
碳交易成本 / 元	4407.4	4111.5	2810.0
购电成本 / 元	2741.6	3115.6	3258.1
购气成本 / 元	10615.8	10165.7	9867.4
弃风成本 / 元	270.7	0	0
总成本 / 元	18035.5	17392.8	15935.5
能效 / %	94.24	94.84	95.98

将一天等分为24个时段,图4为3种运行情景下的弃风情况,附录B图B2为3种运行情景下的IES内部电功率平衡图。

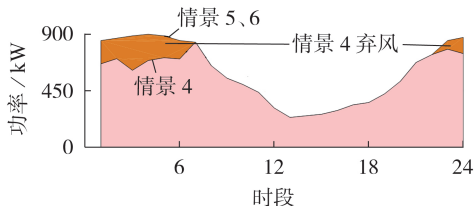


图4 各情景的弃风情况

Fig.4 Wind curtailment in each scenario

结合表2、图4和图B2进一步分析可得如下结论。

在夜间时段,情景4不含P2G设备,由于风电具有反调峰特性,夜间风电处于出力高峰期,电负荷却处于用电低谷期。风电一部分被电负荷直接消纳,一部分存储在电储内部在用电高峰时进行释放,但还是产生了严重的弃风现象(见图4中阴影部分)。

情景5增加了P2G设备,能够在风电出力富余时段,将多余的电能转化为天然气,提供给储气或供应负荷,达到了储能设备低储高发以及负荷的就地消纳,因此没有出现弃风现象,并且由于将原本弃风的电能加以利用,减少了原本应向上级购电的成本,经济成本进一步得到优化。

情景6中,IES首先将富余的风电输入EL设备制氢,消纳了全部的风电。附录B图B3为氢能平衡图,可知氢能一部分储存在氢储内部,发挥低储高发套利作用,一部分输送到HFC进行热电生产,还有一部分输送到MR合成天然气。由于氢能经MR合成天然气后再输送到GB、CHP进行供能,将经过多个梯级的能量损耗,而HFC中氢能的热电生产能效高,同时又减少了一个中间能量转换环节,因此氢能优先选择输送到HFC进行热电生产,故HFC处于满发状态,剩余部分的氢能再经由MR转化为天然气。

结合表2可知,情景6的能源利用率最高,主要原因如下:一是氢能优先选择了高能效的HFC进行热电生产,减少了能量梯级消耗;二是碳排放成本的约束使得情景6增加了向上级的购电量,减少了通过CHP供给电负荷,从而减少了一部分能量损耗。

同时,虽然MR将氢能转化为天然气能够吸收一部分 CO_2 ,但燃烧天然气又会再次释放 CO_2 ,而此时GB、CHP的天然气燃烧已经处于高碳排放状态,这部分天然气燃烧所产生的 CO_2 将高于所吸收的 CO_2 。而氢能直接经由HFC进行热电生产不产生碳排放,且能分担一部分GB、CHP碳排放的负担,因此相比于情景5,情景6产生的碳排放更少。

3.3 可调热电比机制效果分析

为体现CHP、HFC的热电比可调特性相比于传统的热电比不可调情景的优势,设置2种对比情景:情景7为CHP、HFC的热电比恒定;情景8为CHP、HFC的热电比可调。2种情景下的调度结果如表3所示。由表可知,情景8相比情景7减排了 807 kg ,即减排了 4.12% ,系统的碳交易成本减少了 147.6 元 ,总成本节省了 887.6 元 。可见,情景8能够在促进低碳减排的同时,达到降低总运行成本的效益。

以CHP为例进行具体分析,图5为CHP各时段的热电比,附录B图B4为各情景的热功率平衡图。

结合图5和图B4可知,在夜间时段,热负荷处于高峰状态,由于GB的发热效率更高,因此大部分热负荷由GB进行供应,GB处于满发状态,不足部分

表3 不同热电比机制效益对比
Table 3 Benefits comparison between different thermoelectric ratio mechanisms

参数	参数值	
	情景7	情景8
碳排放量/kg	20505	19696
碳交易成本/元	2957.6	2810.0
购电成本/元	4122.2	3258.1
购气成本/元	9743.3	9867.4
弃风成本/元	0	0
总成本/元	16823.1	15935.5

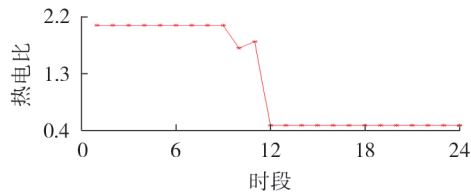


图5 CHP各时段的热电比

Fig.5 Thermoelectric ratio of CHP in each period

由CHP进行供应;在夜间凌晨时段,风电处于出力高峰期,电负荷处于低谷期,且为低电价时段,由于风电已经能够满足大部分用电需求,且此时有一部分热负荷需要由CHP供应,因此CHP处于热电比最大,即“多发热、少发电”状态。在白天时段,热负荷处于低谷期,因此输入GB的功率有所减小。但此时电负荷处于高峰期,由于分时电价的原因,此时电价较高,气价较低,因此系统选择增加CHP为电负荷供电,因此CHP出力增大,也处于热电比最小,即“多发电、少发热”状态。

结合上述分析可知,情景8能结合风电、分时电价、气价与实时负荷需求,在调整自身的热电比达到供能平衡的同时,降低系统运行成本,减少碳排放。

4 结论

本文从IES参与到阶梯式碳交易市场、细化P2G两阶段运行过程以及考虑CHP、HFC热电比可调节特性,构建了IES低碳经济优化调度模型,通过研究分析,得出以下结论。

1)考虑IES参与到碳交易市场能够在保证较低运行成本的同时,减少碳排放。阶梯式碳交易机制相较于传统碳交易定价模型对碳排放的约束力更强,能够起到更好地引导碳排放减排的效果,设置合理的碳交易参数可以起到引导系统碳排放的作用。

2)将P2G替换为EL、MR、HFC组合运行设备细化考虑P2G两阶段运行过程,在促进风电消纳的同时,能够发挥氢能高效率的优势,同时能够减少能量的梯级损耗;并且由于HFC可以分担一部分CHP、GB的供能需求,能够降低GB、CHP的碳排放水平,进一步减少碳排放。

3)考虑CHP、HFC的热电比可调节特性,能够根据

实际的用能情况,实时调整自身出力水平,在灵活供能的同时,能够结合分时电价、气价改变热电比,降低运行成本,同时也可起到碳减排的作用。

后续研究可以考虑IES参与到能源市场提供辅助服务等;此外,本文仅考虑CHP、HFC等设备运行灵活性,后续研究可考虑电、热、气等柔性负荷参与IES的优化调度;由于新能源出力的不确定性将会影响IES的优化调度结果,后续研究将在本文研究的基础上进一步考虑新能源出力的不确定性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 王奖,邓丰强,张勇军,等. 园区能源互联网的规划与运行研究综述[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(2): 24-32.
WANG Jiang, DENG Fengqiang, ZHANG Yongjun, et al. Control strategy of time-shift facility agriculture load and photovoltaic local consumption based on energy blockchain[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(2): 24-32.
- [2] 骆钊,卢涛,马瑞,等. 可再生能源配额制下多园区综合能源系统优化调度[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(4): 8-14.
LUO Zhao, LU Tao, MA Rui, et al. Optimal scheduling of multi-park integrated energy system under renewable portfolio standard[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(4): 8-14.
- [3] 崔杨,曾鹏,仲悟之,等. 考虑阶梯式碳交易的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(3): 10-17.
CUI Yang, ZENG Peng, ZHONG Wuzhi, et al. Low-carbon economic dispatch of electricity-gas-heat integrated energy system based on ladder-type carbon trading[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(3): 10-17.
- [4] 秦婷,刘怀东,王锦桥,等. 基于碳交易的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(14): 8-13.
QIN Ting, LIU Huaidong, WANG Jinqiao, et al. Carbon trading based low-carbon economic dispatch for integrated electricity-gas-heat energy system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(14): 8-13.
- [5] 崔杨,闫石,仲悟之,等. 含电转气的区域综合能源系统热电优化调度[J]. 电网技术, 2020, 44(11): 4254-4264.
CUI Yang, YAN Shi, ZHONG Wuzhi, et al. Optimal thermoelectric dispatching of regional integrated energy system with power-to-gas[J]. Power System Technology, 2020, 44(11): 4254-4264.
- [6] LI Xiaozhu, WANG Weiqing, WANG Haiyun. Hybrid time-scale energy optimal scheduling strategy for integrated energy system with bilateral interaction with supply and demand[J]. Applied Energy, 2021, 285: 116458.
- [7] 蒋超凡,艾欣. 计及多能耦合机组不确定性的综合能源系统运行优化模型研究[J]. 电网技术, 2019, 43(8): 2843-2854.
JIANG Chaofan, AI Xin. Integrated energy system operation optimization model considering uncertainty of multi-energy coupling units[J]. Power System Technology, 2019, 43(8): 2843-2854.
- [8] 李鹏,王子轩,侯磊,等. 基于重复博弈的区域综合能源系统优化运行分析[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(14): 81-89.
LI Peng, WANG Zixuan, HOU Lei, et al. Optimal dispatch of flexible resource on demand side considering uncertainties[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(14): 81-89.
- [9] 田丰,贾燕冰,任海泉,等. 考虑碳捕集系统的综合能源系统“源-荷”低碳经济调度[J]. 电网技术, 2020, 44(9): 3346-3355.
TIAN Feng, JIA Yanbing, REN Haiquan, et al. “Source-load”

- low-carbon economic dispatch of integrated energy system considering carbon capture system[J]. Power System Technology, 2020,44(9):3346-3355.
- [10] WANG Yongli, WANG Yudong, HUANG Yujing, et al. Operation optimization of regional integrated energy system based on the modeling of electricity-thermal-natural gas network[J]. Applied Energy, 2019,251:113410.
- [11] 瞿凯平,黄琳妮,余涛,等. 碳交易机制下多区域综合能源系统的分散调度[J]. 中国电机工程学报,2018,38(3):697-707.
- QU Kaiping, HUANG Linni, YU Tao, et al. Decentralized dispatch of multi-area integrated energy systems with carbon trading[J]. Proceedings of the CSEE, 2018,38(3):697-707.
- [12] 张晓辉,刘小琰,钟嘉庆. 考虑奖惩阶梯型碳交易和电-热转移负荷不确定性的综合能源系统规划[J]. 中国电机工程学报, 2020,40(19):6132-6142.
- ZHANG Xiaohui, LIU Xiaoyan, ZHONG Jiaqing. Integrated energy system planning considering a reward and punishment ladder-type carbon trading and electric-thermal transfer load uncertainty[J]. Proceedings of the CSEE, 2020,40(19):6132-6142.
- [13] 杜琳,孙亮,陈厚合. 计及电转气规划的综合能源系统运行多指标评价[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):110-116.
- DU Lin, SUN Liang, CHEN Houhe, et al. Multi-index evaluation of integrated energy system with P2G planning[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017,37(6):110-116.
- [14] ZHANG Xian, CHAN K W, WANG Huaizhi, et al. Game-theoretic planning for integrated energy system with independent participants considering ancillary services of power-to-gas stations[J]. Energy, 2019,176:249-264.
- [15] 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.
- [16] JI Ling, LIANG Xiaolin, XIE Yulei, et al. Optimal design and sensitivity analysis of the stand-alone hybrid energy system with PV and biomass-CHP for remote villages[J]. Energy, 2021,225:120323.
- [17] WANG Jiawei, YOU Shi, ZONG Yi, et al. Flexibility of combined heat and power plants: a review of technologies and operation strategies[J]. Applied Energy, 2019,252:113445.
- [18] 李守强,刘宗歧,王静,等. 计及热网损耗的乡镇生物质能综合能源系统两阶段优化运行[J]. 电力自动化设备,2021,41(4):24-32.
- LI Shouqiang, LIU Zongqi, WANG Jing, et al. Two-stage operation optimization of rural biomass energy integrated energy system considering heat network loss[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021,41(4):24-32.
- [19] 施锦月,许健,曾博,等. 基于热电比可调模式的区域综合能源系统双层优化运行[J]. 电网技术,2016,40(10):2959-2966.
- SHI Jinyue, XU Jian, ZENG Bo, et al. A bi-level optimal operation for energy hub based on regulating heat-to-electric ratio mode[J]. Power System Technology, 2016,40(10):2959-2966.

作者简介:



陈锦鹏

陈锦鹏(1995—),男,福建漳州人,硕士研究生,主要研究方向为综合能源系统规划与运行、负荷预测(E-mail: 1079858106@qq.com);

胡志坚(1969—),男,湖北荆州人,教授,博士研究生导师,通信作者,主要研究方向为电力系统稳定分析与控制、新能源与分布式发电等(E-mail: zhijian_hu@163.com)。

(编辑 李莉)

Thermoelectric optimization of integrated energy system considering ladder-type carbon trading mechanism and electric hydrogen production

CHEN Jinpeng¹, HU Zhijian¹, CHEN Yingguang², CHEN Jiabin³, CHEN Weinan¹,
GAO Mingxin¹, LIN Mingrong¹, DU Yixing¹

(1. School of Electrical Engineering and Automation, Wuhan University, Wuhan 430000, China;

2. Fujian Huadian Jinhua Electric Power Co., Ltd., Sanming 365000, China;

3. Nanjing Hydro-electric Power Plant, Huadian Fuxin Energy Co., Ltd., Zhangzhou 363000, China)

Abstract: Under the “dual carbon” background, in order to improve the energy efficiency, optimize the operational flexibility of equipment, and further reduce the carbon emission level of IES (Integrated Energy System), a low-carbon economic operation strategy of IES is proposed. Firstly, it is considered that IES participates in the carbon trading market and introduces a ladder-type carbon trading mechanism to guide IES to control carbon emissions. Secondly, the two-stage operation process of P2G (Power-to-Gas) is refined. The electrolyzer, methane reactor and HFC (Hydrogen Fuel Cell) are introduced to replace the traditional P2G, and the benefits of hydrogen energy in various aspects are studied. Finally, the operation strategy of CHP (Combined Heat and Power) and HFC with adjustable thermoelectric ratio is proposed to further improve the IES nature of low-carbon and economy. Based on this, the operation objective of low-carbon economy with the minimum energy purchase cost, carbon emission cost and wind curtailment cost is constructed. The original problem is transformed into a mixed integer linear problem, which is solved by using CPLEX commercial solver. The effectiveness of the proposed strategy is verified by setting multiple operation scenarios.

Key words: hydrogen energy; ladder-type carbon trading mechanism; adjustable thermoelectric ratio; integrated energy system; low-carbon economy

附录 A

针对式（6）采用分段线性化进行线性化处理，线性化过程如下。

步骤 1：根据所需精度，取 $Q+1$ 个分段点 $[r_1, r_2, \dots, r_{Q+1}]$ ，将原函数划分为 Q 个区间。

步骤 2：添加 $Q+1$ 个连续型辅助变量 $[w_1, w_2, \dots, w_{Q+1}]$ 与 Q 个二进制型辅助变量 $[z_1, z_2, \dots, z_Q]$ ，且满足式（A1）。

$$\begin{cases} w_1 + w_2 + \dots + w_{Q+1} = 1 \\ z_1 + z_2 + \dots + z_Q = 1 \\ w_1 \geq 0, w_2 \geq 0, \dots, w_{Q+1} \geq 0 \\ w_1 \leq z_1, w_2 \leq z_1 + z_2, \dots, w_{Q+1} \leq z_Q \end{cases} \quad (A1)$$

步骤 3：将非线性函数替换为如式（A2）所示的线性表达式。

$$\begin{cases} P_{e, \text{buy}} = \sum_{q=1}^{Q+1} w_q r_q \\ E_{e, \text{buy}, a} = \sum_{q=1}^{Q+1} w_q E_{e, \text{buy}, a}(r_q) \end{cases} \quad (A2)$$

式（8）的阶梯式价格已经是分段函数式，因此可省略上述步骤 1，结合步骤 2 与步骤 3 进行线性转化。

附录 B

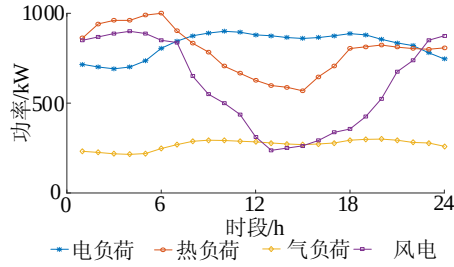


图 B1 各负荷与风机出力预测图

Fig.B1 Forecast diagram of each load and wind turbine output

表 B1 分时电价

Table B1 Time-of-use electricity price

时段	电价/[元 (kW h) ⁻¹]
01:00—07:00、23:00—24:00	0.38
08:00—11:00、15:00—18:00	0.68
12:00—14:00、19:00—22:00	1.20

表 B2 设备参数

Table B2 Parameters of equipment

设备	容量/kW	能量转换效率/%	爬坡约束/%
EL	500	87	20
MR	250	60	20
HFC	250	95	20
GB	800	95	20
CHP	600	92	20

表 B3 储能参数

Table B3 Parameters of energy storage

设备	容量/kW	容量下限约束/%	容量上限约束/%	爬坡约束/%
电储	450	10	90	20
热储	500	10	90	20
气储	150	10	90	20
氢储	200	10	90	20

表 B4 实际碳排放模型参数

Table B4 Parameters of actual carbon emission model

耗电型			耗天然气型		
a_1	b_1	c_1	a_2	b_2	c_2
36	-0.38	0.003 4	3	-0.004	0.001

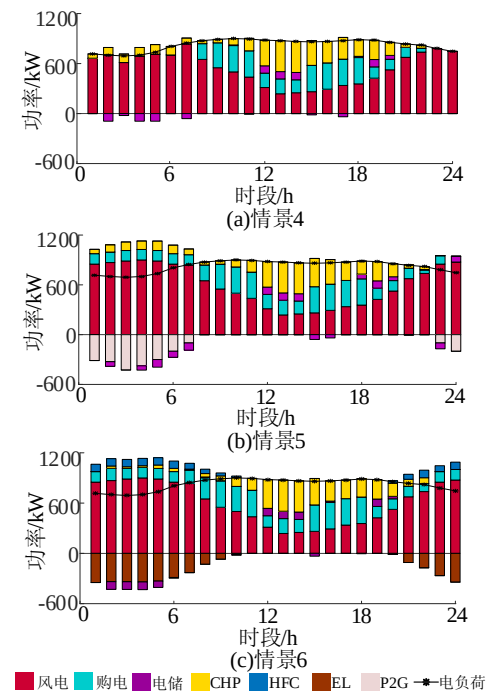


图 B2 各情景的电功率平衡图

Fig.B2 Diagram of electric power balance in each scenario

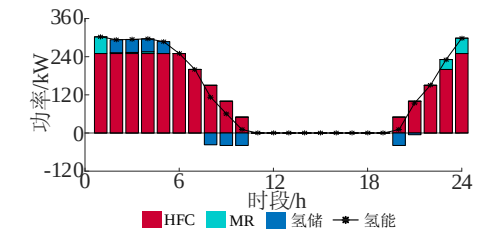


图 B3 氢能功率平衡图

Fig.B3 Diagram of hydrogen power balance

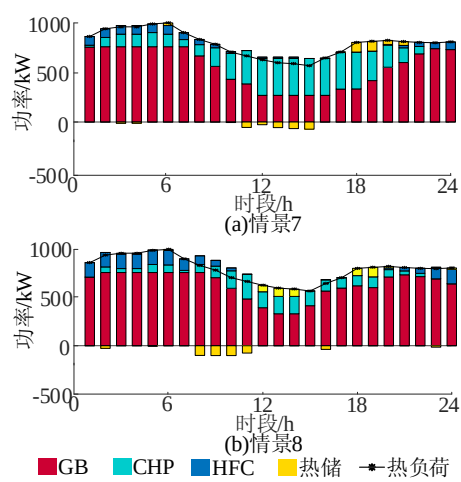


图 B4 各情景的热功率平衡图

Fig.B4 Diagram of thermal power balance in each scenario