

基于碳交易的电-热-气综合能源系统低碳经济调度

秦 婷¹, 刘怀东^{1,2}, 王锦桥¹, 冯志强¹, 方 伟¹

(1. 天津大学电气自动化与信息工程学院, 天津市 300072; 2. 智能电网教育部重点实验室(天津大学), 天津市 300072)

摘要: 在能源互联网和低碳电力的背景下, 综合能源系统成为节能减排的重要载体。基于能源集线器模型搭建了包含电转气和燃气轮机的电-热-气联供综合能源系统架构; 将碳交易机制引入系统的调度模型中, 构建了分碳排放量区间计算碳交易成本的阶梯型计算模型; 综合考虑碳交易成本和外购能源成本, 建立了适用于电-热-气联供系统的低碳经济调度模型。通过对比分析 3 种调度模型的调度结果, 验证了所提模型在兼顾系统低碳性和经济性方面的有效性。最后, 分析了碳交易价格和耦合元件容量对调度结果的影响。

关键词: 能源互联网; 低碳电力; 综合能源系统; 电-热-气联供系统; 碳交易; 低碳经济调度

0 引言

人类社会不断进步, 逐渐形成了以化石能源为主的能源消费和利用模式, 由此带来的气候变暖问题也成为当前社会经济发展的重大挑战。电力是中国能源消耗的重点行业, 其 CO₂ 的排放量占全国排放总量的 50% 左右^[1], 因此电力行业具备较大的碳减排潜力, 推行低碳电力有利于促进中国低碳经济的发展。

随着各类新能源发电和天然气发电的快速发展, 综合能源系统(integrated energy system, IES) 被认为是提高清洁能源使用比重、实现碳减排目标的支撑技术^[2]。文献[3]考虑天然气网络约束和电网安全约束, 建立了针对风电不确定性的鲁棒调度模型; 文献[4-6]将电转气(power to gas, P2G) 技术引入 IES, 构建了以系统最低经济成本为目标函数的调度模型; 文献[7]考虑电、热负荷的需求侧响应建立了两步调度模型, 并探讨了风电渗透率对系统运行的影响。现有 IES 调度模型仅考虑了系统整体的经济成本, 忽略了碳排放带来的附加环境成本。

为了减少电力系统碳排放, 碳交易被认为是可兼顾电力经济性和低碳环保性的有效手段^[8]。文献[9-11]基于碳交易机制, 分别建立了含不同新能源的电力系统优化调度模型。在 IES 方面, 文献[12]计算了 IES 在碳交易机制下的碳交易成本和能源成本, 并分析了碳交易价格和天然气价格对系统运

行的影响, 对 IES 的碳交易成本分析具有指导意义。但其并未对碳交易成本计算模型进行改进, 同时所构建的 IES 较为简单, 仅包含天然气气源、火电机组、燃气轮机和电气负荷。

对于一个电-热-气联供的 IES 形态, 引入风电可增强系统能量来源的清洁性; 引入 P2G 和燃气轮机形成闭环耦合系统, 可以增强电、气网络的耦合程度, 同时 P2G 有利于提高 IES 对新能源的消纳能力; 引入储电、储热和储气设备, 有利于形成多元消纳技术提高新能源利用率^[13]。

本文针对一个电-热-气联供的 IES, 建立了基于碳交易的低碳经济调度模型。首先, 立足于能源集线器(energy hub, EH) 模型^[14] 构建了电-热-气联供的 IES 架构; 然后, 搭建了适用于该 IES 的阶梯型碳交易成本计算模型; 接着, 以碳交易成本与能源成本之和最小为目标函数, 考虑系统网络约束和系统内各元件的运行约束, 构建了 IES 低碳经济调度模型。通过算例比较了阶梯型低碳经济调度、统一型低碳经济调度和传统经济调度模型的调度结果, 分析了三种模型下的两种成本和外购能源数据, 验证了本文所提模型的合理性和有效性。最后, 研究了碳交易价格和耦合元件容量对系统调度结果的影响。

1 电-热-气联供的 IES

EH 最早由苏黎世联邦理工学院的 Geidl 和 Andersson 提出, 它是一种可以满足多种能量需求的能量转换单元^[15]。基于 EH 模型, 可以清晰得出 IES 的架构及其中的能量流动。本文构建的 EH 模

型如图 1 所示,能量供给侧有风电、电力网络和天然气网络;能量转换组件有 P2G 设备、燃气轮机和燃气锅炉;负荷侧配备有储电、储热、储气装置。其中,绿线、红线和蓝线分别对应电力、热力和燃气能量流动情况。

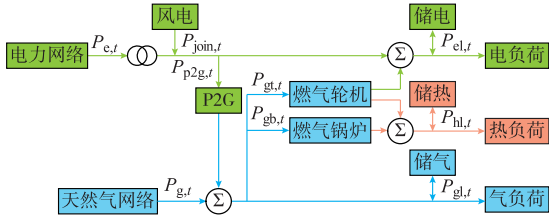


图 1 EH 模型
Fig.1 Model of energy hub

2 IES 碳交易成本计算模型

2.1 碳交易机制及其分配原则

碳交易是通过建立合法的碳排放权并允许对其进行买卖,从而实现碳排放量控制的交易机制^[16]。在碳交易机制下,碳排放量成为可以进行自由交易的商品。政府或者监管部门以控制碳排放总量为目标,首先为各个碳排放源分配碳排放份额。各碳排放源根据分配份额制定和调节生产计划,若在生产过程中产生的碳排放量高于分配份额,则需从碳交易市场内进行购买;若碳排放量低于分配份额,则可将多出的碳排放额在碳交易市场上出售,根据当日的碳交易价格(即单位碳排放量价格)获得相应收益。碳交易机制利用市场手段对碳排放量进行控制,可极大地激发企业节能减排的积极性。

对于电力行业,一般采用以无偿为主的方式进行初始碳排放额的分配^[9-12]。初始无偿的碳排放份额与系统发电量相关联,对于超出或者不足的部分可进行碳交易。

2.2 IES 碳交易成本计算模型

本文认为 IES 从电力网络购得的电力均为火电机发电。因此对于电-热-气联供的 IES,存在三个碳排放源:外购的电力、燃气轮机和燃气锅炉。IES 的无偿碳排放额由外购电力和燃气轮机发出的电力确定:

$$E_L = \delta \sum_{t=1}^T (P_{e,t} \Delta t + P_{gt,t} \eta_{gte} \Delta t) \quad (1)$$

式中: E_L 为 IES 的无偿碳排放额; T 为一日时段总数,为 24 h; Δt 为单位时段时长,为 1 h; δ 为单位电量排放份额,本文取区域电量边际排放因子和容量边际因子的加权平均值 0.648^[9,16]; $P_{e,t}$ 为单位时段 t 内的外购电力功率; $P_{gt,t}$ 为单位时段 t 内输入燃气轮机的天然气功率; η_{gte} 为燃气轮机的气转电效率。

文献[17-18]给出了电-气互联系统中供电和供热的碳排放计算方法, IES 实际碳排放量由下式确定:

$$E_P = \sum_{t=1}^T (a_1 + b_1 P_{e,t} + c_1 P_{e,t}^2) + \sum_{t=1}^T (a_2 + b_2 P_{gr,t} + c_2 P_{gr,t}^2) \quad (2)$$

$$P_{gr,t} = P_{gt,t} \eta_{gte} + P_{gt,t} \eta_{gth} + P_{gb,t} \eta_{gb} \quad (3)$$

式中: E_P 为 IES 实际的碳排放量; a_1, b_1, c_1 为火电碳排放计算系数; a_2, b_2, c_2 为天然气供能碳排放系数; $P_{gr,t}$ 为单位时段 t 内燃气轮机和燃气锅炉输出功率之和; η_{gth} 为燃气轮机气转热效率; $P_{gb,t}$ 为单位时段 t 内燃气锅炉的输入功率; η_{gb} 为燃气锅炉的能量转换效率。

为了进一步控制碳排放总量,本文构建了阶梯型碳交易成本计算模型。以分配到的无偿碳排放额为基准,规定若干排放量区间,排放量越大的区间对应的碳交易价格越高。阶梯型碳交易成本计算公式如下:

$$F_C = \begin{cases} \lambda(E_P - E_L) & E_P \leq E_L + d \\ \lambda d + (1 + \sigma)\lambda(E_P - E_L - d) & E_L + d < E_P \leq E_L + 2d \\ (2 + \sigma)\lambda d + (1 + 2\sigma)\lambda(E_P - E_L - 2d) & E_L + 2d < E_P \leq E_L + 3d \\ (3 + 3\sigma)\lambda d + (1 + 3\sigma)\lambda(E_P - E_L - 3d) & E_L + 3d < E_P \leq E_L + 4d \\ (4 + 6\sigma)\lambda d + (1 + 4\sigma)\lambda(E_P - E_L - 4d) & E_P > E_L + 4d \end{cases} \quad (4)$$

式中: F_C 为 IES 碳交易成本; λ 为市场上的碳交易价格; d 为碳排放量区间长度; σ 为每个阶梯碳交易价格的增长幅度,每上升一个阶梯,碳交易价格增加 $\sigma\lambda$ 。当 $E_P < E_L$ 时, F_C 将为负,表示系统实际碳排放量低于无偿碳排放额,可以以初始碳交易价格对多余份额获取碳交易收益。

3 基于碳交易的 IES 低碳经济调度模型

3.1 目标函数

IES 低碳经济调度模型考虑一日 24 h 的系统调度问题,以 IES 外购能源成本、碳交易成本之和最小为目标函数:

$$F = \min(F_E + F_C) \quad (5)$$

$$F_E = \sum_{t=1}^T \left(\pi_{e,t} P_{e,t} \Delta t + \pi_g \frac{P_{gt,t}}{Q_{gas}} \Delta t \right) \quad (6)$$

式中: F 为 IES 运行总成本; F_E 为 IES 外购能源成本; $\pi_{e,t}$ 为单位时段 t 内的电价; π_g 为天然气价格; $P_{gt,t}$ 为单位时段 t 内的外购天然气功率; Q_{gas} 为天然

气低热值^[15], 即 $9.97(\text{kW} \cdot \text{h})/\text{m}^3$ 。

3.2 约束条件

1) 功率平衡约束

对于电、热、气分别满足以下功率平衡约束:

$$P_{\text{el},t} = P_{\text{e},t} + P_{\text{join},t} + P_{\text{gt},t} \eta_{\text{gte}} - P_{\text{p}2\text{g},t} + P_{\text{edis},t} - P_{\text{echar},t} \quad (7)$$

$$P_{\text{hl},t} = P_{\text{gt},t} \eta_{\text{gth}} + P_{\text{gb},t} \eta_{\text{gb}} + P_{\text{hdis},t} - P_{\text{hchar},t} \quad (8)$$

$$P_{\text{gl},t} = P_{\text{g},t} + P_{\text{p}2\text{g},t} \eta_{\text{p}2\text{g}} - P_{\text{gt},t} - P_{\text{gb},t} + P_{\text{gdis},t} - P_{\text{gchar},t} \quad (9)$$

式中: $P_{\text{el},t}$, $P_{\text{hl},t}$, $P_{\text{gl},t}$ 分别为 IES 单位时段 t 内的电、热、气负荷功率; $P_{\text{join},t}$ 为单位时段 t 内参与调度的风电功率; $P_{\text{p}2\text{g},t}$ 为单位时段 t 内 P2G 设备输入功率; $P_{\text{edis},t}$ 和 $P_{\text{echar},t}$ 分别为单位时段 t 内储电系统的发电功率和充电功率; $P_{\text{hdis},t}$ 和 $P_{\text{hchar},t}$ 分别为单位时段 t 内储热系统的发热功率和储热功率; $\eta_{\text{p}2\text{g}}$ 为 P2G 设备的能量转换效率; $P_{\text{gdis},t}$ 和 $P_{\text{gchar},t}$ 分别为单位时段 t 内储气系统的放气功率和储气功率。

调度模型在系统运行成本最小的前提下允许一定的弃风, 则 $P_{\text{join},t}$ 需满足下式约束:

$$P_{\text{w},t} = P_{\text{join},t} + P_{\text{drop},t} \quad (10)$$

式中: $P_{\text{w},t}$ 为单位时段 t 内风力的可发电功率; $P_{\text{drop},t}$ 为单位时段 t 内的弃风功率。

2) P2G 约束

P2G 设备主要满足其额定功率约束:

$$0 \leq P_{\text{p}2\text{g},t} \leq P_{\text{p}2\text{gn}} \quad (11)$$

式中: $P_{\text{p}2\text{gn}}$ 为 P2G 设备的额定功率。

3) 燃气轮机约束

燃气轮机主要满足其额定功率和爬坡率约束:

$$0 \leq P_{\text{gt},t} \leq P_{\text{gtn}} \quad (12)$$

$$\Delta P_{\text{gt}}^{\min} \leq P_{\text{gt},t+1} - P_{\text{gt},t} \leq \Delta P_{\text{gt}}^{\max} \quad (13)$$

式中: P_{gtn} 为燃气轮机的额定功率; $\Delta P_{\text{gt}}^{\max}$ 和 $\Delta P_{\text{gt}}^{\min}$ 分别为燃气轮机爬坡率的上、下限。

4) 燃气锅炉约束

燃气锅炉满足其额定功率和爬坡率约束:

$$0 \leq P_{\text{gb},t} \leq P_{\text{gbn}} \quad (14)$$

$$\Delta P_{\text{gb}}^{\min} \leq P_{\text{gb},t+1} - P_{\text{gb},t} \leq \Delta P_{\text{gb}}^{\max} \quad (15)$$

式中: P_{gbn} 为燃气锅炉的额定功率; $\Delta P_{\text{gb}}^{\max}$ 和 $\Delta P_{\text{gb}}^{\min}$ 分别为燃气锅炉爬坡率的上、下限。

5) 储电/热/气设备约束

三种储能设备采用广义储能系统的通用模型进行处理^[18], 包括存储能量平衡约束、存储能量上下限约束、存储能量周期始末等量约束, 以及充放能功率约束:

$$E_{x,t+1} = E_{x,t} + \left(P_{x\text{char},t} \eta_{x\text{char}} - \frac{P_{x\text{dis},t}}{\eta_{x\text{dis}}} \right) \Delta t \quad (16)$$

$$E_x^{\min} \leq E_{x,t} \leq E_x^{\max} \quad (17)$$

$$E_{x,24} = E_{x,1} \quad (18)$$

$$0 \leq P_{x\text{char},t} \leq n_x P_{x\text{char}}^{\max} \quad (19)$$

$$0 \leq P_{x\text{dis},t} \leq (1 - n_x) P_{x\text{dis}}^{\max} \quad (20)$$

式中: x 表示能量类型, 取电、热、气; $E_{x,t}$ 为单位时段 t 内储能系统的存储能量; $P_{x\text{char},t}$ 和 $P_{x\text{dis},t}$ 分别为储能系统的充、放能功率; $\eta_{x\text{char}}$ 和 $\eta_{x\text{dis}}$ 分别为储能系统的充、放能效率; E_x^{\max} 和 E_x^{\min} 分别为储能系统的存储能量上、下限; $E_{x,1}$ 和 $E_{x,24}$ 分别为储能系统一日调度开始时刻和结束时刻的存储能量, 要求经过一日调度, 储能系统的存储能量可以回到原始值; $P_{x\text{char}}^{\max}$ 和 $P_{x\text{dis}}^{\max}$ 分别为储能系统的充、放能功率上限; n_x 为 0-1 变量, 确保储能系统在各时间段内不同时充、放能, 当 n_x 为 1 时进行储能, 为 0 时进行放能。

6) 外部网络约束

IES 与外部电力网络和天然气网络相连, 需对其能量交换范围进行约束:

$$P_e^{\min} \leq P_{e,t} \leq P_e^{\max} \quad (21)$$

$$P_g^{\min} \leq P_{g,t} \leq P_g^{\max} \quad (22)$$

式中: P_e^{\max} 和 P_e^{\min} 分别为单位时段 t 内的系统外购电力功率上、下限; P_g^{\max} 和 P_g^{\min} 分别为系统外购天然气功率上、下限。

由于碳交易成本的引入, 系统实际碳排放量为二次函数, 因此本文所构建模型为混合整数非线性规划问题。在对模型求解时, 将实际碳排放量进行分段线性化处理, 对每个分段区间, 调度模型变为混合整数线性规划问题, 可利用成熟的数学规划优化器 Gurobi 进行求解。

4 算例分析

4.1 参数设置

本文基于文献[13]构建的电-热-气联供 IES, 对其中各类负荷放大 200 倍进行算例构造, 对应 IES 中各设备的容量也等倍放大。实际碳排放量计算系数见附录 A 表 A1^[17-18], 对其进行分段线性处理后, 火电碳排放量线性化最大误差为 0.3%, 天然气供能碳排放量线性化最大误差为 1.5%。碳交易价格为 $\lambda = 40$ 美元/t, 区间长度 $d = 80$ t, 每个阶梯碳交易价格增长幅度 $\sigma = 25\%$ 。算例采用的电价为美国加州电力市场某日日市场电价^[19]。其他参数见附录 A 表 A2^[9,12-13,20]。

4.2 不同调度模型对比分析

为说明所建低碳经济调度模型的合理性, 本文首先对比分析三种模型的调度结果: ①考虑阶梯型碳交易成本的低碳经济调度模型; ②考虑统一型碳交易成本的低碳经济调度模型, 统一型碳交易成本不对碳排放量进行区间划分, 由统一公式 $F_c =$

$\lambda(E_p - E_L)^{[12]}$ 得出;③在阶梯型碳交易模式下,仅以外购能源成本 F_E 最小为目标函数的传统经济调度模型。三种模型的调度结果见表 1 和表 2。

表 1 三种模型调度结果的碳交易成本
Table 1 Carbon trading cost in dispatch results of three models

模型	碳交易模型	碳排放量/t	碳交易成本/万美元	能源成本/万美元	总成本/万美元
1	阶梯型	2 644.1	0.67	26.65	27.32
2	统一型	2 663.8	0.61	26.63	27.24
3	阶梯型	2 802.0	1.76	26.49	28.25

表 2 三种模型调度结果的外购能源成本
Table 2 Outsourcing energy cost in dispatch results of three models

模型	外购能源	
	电力/(MW·h)	天然气/万m ³
1	2 805.1	88.40
2	2 806.0	88.27
3	2 835.2	87.69

由表 1 可知,两种低碳模型与传统经济调度模型相比,碳排放量均大幅度减少,碳交易成本下降到传统调度的 40% 以下,能源成本虽略有提升,但系统运行总成本得到减少。模型 1 的碳排放量较模型 2 下降了 19.7 t,但付出的碳交易成本仅比模型 2 高出 0.06 万美元,运行总成本增加 0.08 万美元,仍比模型 3 低 0.93 万美元。由此可见,低碳经济调度可减少系统碳排放量,其中阶梯型碳交易成本模型对碳排放量具有最严格的约束,并且仍可保证 IES 的经济性。

表 2 给出了三种模型调度结果的外购能源数据。结合表 1、表 2,当加大对系统碳排放量的控制时,系统的外购能源将会从电力转向天然气,同时造成能源成本增加。模型 1 对碳排放量的控制最为严格,因此 IES 外购电力最少、天然气最多,与之对应,模型 1 的调度结果碳排放量最少、能源成本最高。

4.3 碳交易价格对低碳经济调度的影响

图 2 所示为阶梯型低碳经济调度各成本在不同碳交易价格下的变化趋势。随着碳交易价格的上升,碳交易成本在总成本中占比提高,系统逐渐加强对碳排放量的约束,外购能源由电力逐渐向天然气转移,能源成本增加;当系统与天然气网络交换功率达到上限时,能源成本稳定。

碳交易价格上升,系统外购电力减少使碳排放量减少,但同时单位碳交易成本增加。碳交易价格为 0~20 美元/t 时,后者为主导因素,碳交易成本逐渐上升达 20 美元/t 后,前者成为主导因素使得碳交易成本逐渐下降。当碳交易价格约为 44 美元/t

时,IES 实际碳排放量与无偿碳排放额达到平衡,继续提高碳交易价格使实际碳排放量低于无偿碳排放额,系统开始获得碳交易收益。当碳交易价格约为 52 美元/t 时,外购天然气量无法继续增长,实际碳排放量不再减少,碳交易成本基本随碳交易价格成正比下降。

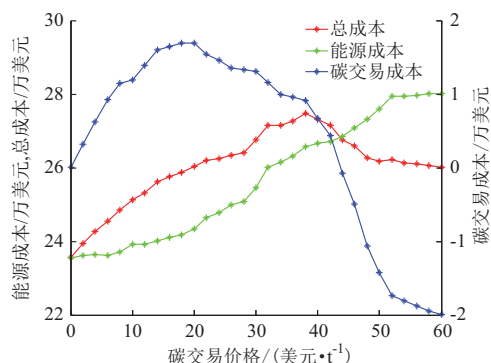


图 2 碳交易价格对调度结果的影响
Fig.2 Influence of carbon trading price on dispatching results

系统运行总成本为两种成本之和,当碳交易价格低于 38 美元/t 时,能源成本为主导因素,总成本逐渐上升;当碳交易价格高于 38 美元/t 时,碳交易成本的变化量大于能源成本,总成本随碳交易成本的减少而下降。

4.4 耦合元件容量对低碳经济调度的影响

本文 IES 的耦合系统由 P2G 和燃气轮机构成。耦合元件通过转换 IES 内部能量属性对低碳经济调度结果产生影响:P2G 将时段内的多余电力转化为天然气,燃气轮机将天然气转化为“清洁电力”和热能。为了分析 P2G 和燃气轮机容量对低碳经济调度的影响,本文分三种场景进行讨论:①仅 P2G 容量变化;②仅燃气轮机容量变化;③ P2G 和燃气轮机容量同时变化。图 3 给出了三种场景下 IES 碳交易成本的变化曲线,图 4 给出了三种场景下 IES 能源成本和总成本的变化曲线。

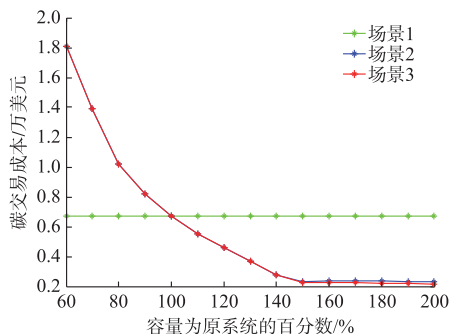


图 3 三种场景下的碳交易成本变化曲线
Fig.3 Variation curves of carbon trading cost in three cases

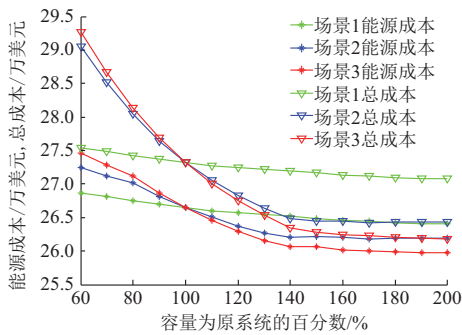


图4 三种场景下的能源成本和总成本变化曲线
Fig.4 Variation curves of energy cost and total cost in three cases

由图3可知,P2G容量对系统碳交易成本没有影响,燃气轮机容量对碳交易成本影响较大。风力发电具有反调峰性,在负荷低谷时风电自然出力较大,P2G主要将负荷低谷时段的多余风电进行能量转化。风电既不参与无偿碳排放额的分配也不产生碳排放量,因此P2G容量不影响系统碳交易成本。燃气轮机的容量增大,碳交易成本快速下降后趋于稳定。燃气轮机容量增大,IES可获得由天然气提供的清洁电力,一方面增加了无偿碳排放额,另一方面单位电能的碳排放量也大大减少,所以碳交易成本下降。当容量变为原系统的1.5倍时,受与天然气网络交换功率上限的限制,燃气轮机不会增加功率输出,因此碳交易成本趋于不变。场景3的碳交易成本变化与场景2基本吻合。

由图4可知,P2G和燃气轮机的容量在一定范围内增加可降低IES的能源成本和运行总成本。P2G将负荷低谷时段的风电转化为天然气,提高了系统对风电的消纳,减少了天然气的外购量,使能源成本随着P2G容量的增加线性下降;当P2G容量增加到可使弃风量为0时,则能源成本不再下降。不同于电力网络中的燃气轮机,IES中的燃气轮机能源利用率被大幅提高,其一方面为电能系统提供了清洁电力(减少外购电力),另一方面为热能系统提供了热能(减少锅炉消耗天然气),因此当其容量增加时,系统的能源成本下降;受与天然气网络交换功率上限的影响,后趋于稳定。场景3中,系统耦合元件容量变化量最大,因此其变化幅度最大,同时由于P2G也为燃气轮机提供一定的天然气量,因此场景3的能源成本和总成本稳定值为最低。

5 结论

本文针对电-热-气联供的IES提出了一种阶梯型碳交易成本计算方法,构建了基于碳交易的IES低碳经济调度模型。本文比较分析了阶梯型低

碳经济调度、统一型低碳经济调度和传统经济调度模型的调度结果,研究了碳交易价格和IES耦合元件容量对系统运行的影响,得出以下结论。

1)碳交易利用市场手段实现碳排放量控制,使各企业主动减排以获取碳交易收益,手段合理有效。基于阶梯型碳交易成本的IES低碳经济调度模型对碳排放量具有更严格的控制作用,同时兼顾了系统整体的经济性。

2)低碳经济调度模型对碳交易价格变化反应敏锐,可根据碳交易价格协调系统的碳交易成本和能源成本。在一定范围内,碳交易价格的上升可使系统运行总成本下降。

3)耦合元件的容量变化影响低碳经济调度结果。在一定范围内,P2G容量增加,提高系统对风电的消纳,使能源成本下降,但对碳交易成本无影响。燃气轮机在IES中的能源利用率得到大幅提升,其容量增加使得能源成本和碳交易成本均有所下降。

本文仅计算了固定阶梯区间长度和阶梯型碳交易价格增长幅度下的碳交易成本,而两种因素影响低碳调度模型对碳排放量的控制作用。随着全国碳交易体系的启动,政府对电力行业的碳约束也将更为严格,因此如何为低碳经济调度模型设置最合适的阶梯区间长度和价格增长幅度是一个有意义的研究方向。

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

参考文献

- [1] 梅天华,边巧燕,谢俊,等.考虑碳排放权的低碳电力调度及收益分摊[J].电力系统自动化,2016,40(22):49-55.DOI:10.7500/AEPS20160427011.
MEI Tianhua, BIAN Qiaoyan, XIE Jun, et al. Low-carbon power dispatching and benefit allocation considering carbon emission allowance[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(22): 49-55. DOI: 10.7500/AEPS20160427011.
- [2] 余晓丹,徐宪东,陈硕翼,等.综合能源系统与能源互联网综述[J].电工技术学报,2016,31(1):1-13.
YU Xiaodan, XU Xiandong, CHEN Shuoyi, et al. A brief review to integrated energy system and energy internet[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(1): 1-13.
- [3] BAI Linquan, LI Fangxing, JIANG Tao, et al. Robust scheduling for wind integrated energy systems considering gas pipeline and power transmission $N-1$ contingencies[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(2): 1582-1584.
- [4] CLEGG S, MANCARELA P. Integrated modeling and assessment of the operational impact of power-to-gas (P2G) on electrical and gas transmission networks[J]. IEEE Transactions

- on Sustainable Energy, 2015, 6(4): 1234-1244.
- [5] 董帅,王成福,梁军,等.计及电转气运行成本的综合能源系统多目标日前优化调度[J].电力系统自动化,2018,42(11):8-15. DOI:10.7500/AEPS20170721003.
- DONG Shuai, WANG Chengfu, LIANG Jun, et al. Multi-objective day-ahead scheduling of integrated energy system considering power-to-gas operational cost [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(11): 8-15. DOI: 10.7500/AEPS20170721003.
- [6] 宋晨辉,冯健,杨东升,等.考虑系统耦合性的综合能源协同优化[J].电力系统自动化,2018,42(10):26-33. DOI:10.7500/AEPS20170914008.
- SONG Chenhui, FENG Jian, YANG Dongsheng, et al. Co-optimization of integrated energy considering system coupling [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(10): 26-33. DOI: 10.7500/AEPS20170914008.
- [7] SHAO Changzheng, DING Yi, WANG Jianhui, et al. Modeling and integration of flexible demand in heat and electricity integrated energy system[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, 9(1): 361-370.
- [8] LU Siyu, LOU Suhua, WU Yaowu, et al. Power system economic dispatch under low-carbon economy with carbon capture plants considered[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2013, 7(9): 991-1001.
- [9] 卢志刚,郭凯,闫桂红,等.考虑需求响应虚拟机组和碳交易的含风电电力系统优化调度[J].电力系统自动化,2017,41(15):58-65. DOI:10.7500/AEPS20170101001.
- LU Zhigang, GUO Kai, YAN Guihong, et al. Optimal dispatch of power system integrated with wind power considering virtual generator units of demand response and carbon trading [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(15): 58-65. DOI: 10.7500/AEPS20170101001.
- [10] 娄素华,胡斌,吴耀武,等.碳交易环境下含大规模光伏电源的电力系统优化调度[J].电力系统自动化,2014,38(17):91-97. DOI:10.7500/AEPS20140508005.
- LOU Suhua, HU Bin, WU Yaowu, et al. Optimal dispatch of power system integrated with large scale photovoltaic generation under carbon trading environment [J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(17): 91-97. DOI: 10.7500/AEPS20140508005.
- [11] 张晓辉,闫柯柯,卢志刚,等.基于场景概率的含风电系统多目标低碳经济调度[J].电网技术,2014,38(7):1835-1841.
- ZHANG Xiaohui, YAN Keke, LU Zhigang, et al. Scenario probability based multi-objective optimized low-carbon economic dispatching for power grid integrated with wind farms [J]. Power System Technology, 2014, 38(7): 1835-1841.
- [12] 卫志农,张思德,孙国强,等.基于碳交易机制的电-气互联综合能源系统低碳经济运行[J].电力系统自动化,2016,40(15):9-16. DOI:10.7500/AEPS20151109004.
- WEI Zhinong, ZHANG Side, SUN Guoqiang, et al. Carbon trading based low-carbon economic operation for integrated electricity and natural gas energy system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(15): 9-16. DOI:10.7500/AEPS20151109004.
- [13] 陈沼宇,王丹,贾宏杰,等.考虑 P2G 多源储能型微网日前最优经济调度策略研究[J].中国电机工程学报,2017,37(11):3067-3078.
- CHEN Zhaoyu, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. Research on optimal day-ahead economic dispatching strategy for micro-grid considering P2G and multi-source energy storage system [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(11): 3067-3078.
- [14] SCHULZE M, FRIEDRICH L, GAUTSCHI M. Modeling and optimization of renewables: applying the energy hub approach [C]// Proceedings of the 2008 IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies, November 24-27, 2008, Singapore: 905-910.
- [15] 郝然,艾芊,朱宇超,等.基于能源集线器的区域综合能源系统分层优化调度[J].电力自动化设备,2017,37(6):171-178.
- HAO Ran, AI Qian, ZHU Yuchao, et al. Hierarchical optimal dispatch based on energy hub for regional integrated energy system [J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 171-178.
- [16] 张晓辉,闫柯柯,卢志刚,等.基于碳交易的含风电系统低碳经济调度[J].电网技术,2013,37(10):2697-2704.
- ZHANG Xiaohui, YAN Keke, LU Zhigang, et al. Carbon trading based low-carbon economic dispatching for power grid integrated with wind power system [J]. Power System Technology, 2013, 37(10): 2697-2704.
- [17] SABER A Y, VENAYAGAMOORTHY G K. Plug-in vehicles and renewable energy sources for cost and emission reductions [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2011, 58(4): 1229-1238.
- [18] 冉晓洪,周任军,李湘华,等.计及等排性能系数的冷热电多联供环境经济调度[J].电力自动化设备,2013,33(9):94-99.
- RAN Xiaohong, ZHOU Renjun, LI Xianghua, et al. Environmental economic dispatch considering equal emission performance coefficient for CCHP [J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(9): 94-99.
- [19] California ISO. Day-ahead daily market watch Nov 29, 2017 [EB/OL]. [2017-12-02]. http://www.caiso.com/Documents/Day-AheadDailyMarketWatchNov29_2017.pdf.
- [20] 马腾飞,吴俊勇,郝亮亮,等.基于能源集线器的微能源网能量流建模及优化运行分析[J].电网技术,2018,42(1):179-186.
- MA Tengfei, WU Junyong, HAO Liangliang, et al. The energy flow modeling and optimal operation analysis of micro energy grid based on energy hub [J]. Power System Technology, 2018, 42(1): 179-186.

秦 婷(1993—),女,通信作者,硕士研究生,主要研究方向:新能源电力系统、综合能源系统。E-mail: qinting888@tju.edu.cn

刘怀东(1963—),男,硕士,副教授,主要研究方向:新能源电力系统、综合能源系统、电力市场。E-mail: hdliu@tju.edu.cn

王锦桥(1993—),男,硕士研究生,主要研究方向:新能源电力系统。E-mail: jinqiaowang@tju.edu.cn

(编辑 章黎)

(下转第 22 页 continued on page 22)

Carbon Trading Based Low-carbon Economic Dispatch for Integrated Electricity-Heat-Gas Energy System

*QIN Ting*¹, *LIU Huaidong*^{1,2}, *WANG Jinqiao*¹, *FENG Zhiqiang*¹, *FANG Wei*¹

(1. School of Electrical and Information Engineering, Tianjin University, Tianjin 300072, China;

2. Key Laboratory of the Ministry of Education on Smart Power Grids (Tianjin University), Tianjin 300072, China)

Abstract: Given the background of energy internet and low-carbon electricity, the integrated energy system has become an important carrier of energy conservation and emission reduction. Based on the energy hub concept, this paper develops an integrated energy system model combining electricity, heat and gas with power to gas and gas turbine. The carbon trading mechanism is introduced into the dispatching model to construct a ladder-type cost calculation model for carbon trading according to different intervals of carbon emission. A low-carbon economic dispatching model for an integrated electricity-heat-gas energy system is established which considers carbon trading cost and energy cost. Dispatching results of three models are compared and analyzed to show that the proposed model is effective in balancing low carbon and economy. Finally, the effect of carbon trading price and coupling component capacity on dispatching results is analyzed.

Key words: energy internet; low-carbon electricity; integrated energy system; integrated electricity-heat-gas energy system; carbon trading; low-carbon economic dispatch