

考虑气网掺氢与低碳奖赏的气电耦合系统优化调度

周步祥,陈阳,臧天磊,张远洪,闵昕玮,赵雯雯

(四川大学电气工程学院,四川成都610065)

摘要:针对气电耦合系统的优化调度问题,建立含气网掺氢的气电耦合系统模型,并考虑电制氢的精细化模型、掺氢气网的运行状态变化和严格的掺氢安全限制;同时在阶梯型碳交易机制的基础上,提出赏罚阶梯型碳交易机制,在碳配额出现剩余时设置阶梯型奖赏;进一步地综合考虑碳交易成本和运行成本,建立气电耦合系统低碳优化调度模型。最后,基于改进的IEEE 39节点电网模型和比利时20节点气网模型组成的系统进行仿真,采用CPLEX求解器对调度模型进行求解。通过分析对比4种调度场景的结果,验证了所提模型在降低碳排放、控制总成本和消纳弃风方面的有效性,分析了掺氢气网中不同热值计算方式和奖赏基准价格对调度结果的影响,并进行了奖赏基准价格的参考定价分析。

关键词:气电耦合系统;碳交易;电制氢;电转甲烷;电转气;低碳

中图分类号:TM 73;TK 01

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202207021

0 引言

实现“双碳”目标的关键路径是大力开发利用可再生能源,并坚持市场化改革方向,加快完善碳交易市场。2050年我国风力和光伏总装机占比预计高达50%,但随着大量可再生能源并网,其随机性和间歇性将导致弃风、弃光等问题。同时,可再生能源制氢是实现“双碳”目标的重要手段,电转气和气网掺氢技术具有灵活消纳可再生能源和减少碳排放的作用,为系统低碳优化调度提供了思路^[1]。

气电耦合系统(natural gas-electricity coupling system, NGECS)等是协调综合能源出力、减少碳排放的可靠载体^[2-3]。电制氢(power to hydrogen, P2H)和电制甲烷(power to methane, P2M)均为电转气技术,所产生的气体注入气网,可消纳可再生能源和降低碳排放^[4-5]。目前结合电转气的NGECS优化调度相关研究主要集中于考虑P2M技术的作用,结合源、荷等不确定性因素和安全因素等开展研究^[6-7]。针对结合P2H技术,文献[8]研究了含氢能气网掺混运输的综合能源系统优化方法,但没有考虑P2H精细化约束以及混合热值对气网负荷的影响。文献[9]以城市和乡镇电网为基础,研究引入分布式氢能注气点和沼气注气点对NGECS经济性的影响,但没

有将P2H技术直接作为NGECS的中间环节参与消纳弃风。文献[10]将风电制氢与本地储氢罐和燃料电池相结合参与日前经济调度,验证采用P2H技术为系统带来了更好的环保性和经济性,但没有考虑利用气网掺氢技术和天然气管存进一步减少储能成本。文献[11]研究了利用剩余核能制氢和气网掺氢技术,有利于提高核电厂利用效率,提升氢能的供给能力,减少化石能源进口。同时国内也针对气网掺氢制定了相关规范,取得了一定的成就^[12]。根据现有研究可知,P2M技术具有吸碳效果,P2H和气网掺氢技术具有更高的能源转化效率^[13],有必要考虑三者的结合,因此本文模型中综合考虑P2M、P2H,以及掺氢引起的气网运行状态变化、气负荷变化来共同完成NGECS低碳优化调度。

本文在考虑气网掺氢技术的基础上,进一步考虑在NGECS低碳优化调度中引入碳交易机制,以更加严格地控制碳排放。当前的碳交易机制研究大多是针对碳配额不足的场景,设计不同程度的惩罚措施^[14-15],而未研究碳配额剩余场景下的碳减排机制。随着国家碳减排要求严格、可再生能源装机比例提升,分析碳配额剩余时的减碳机制,对碳排放实施进一步的严格管控有重要意义。为此,本文基于阶梯型碳交易机制,对碳配额剩余情景,设置经济奖赏,且剩余碳配额越多,奖赏程度随之阶梯型增加。

综上,本文NGECS中结合P2H技术、P2M技术、气网掺氢技术和碳交易机制构建模型;同时综合考虑掺氢安全性、碳交易价格、奖赏成本、气电系统约束等开展低碳经济调度研究,既保证一定的经济性,同时达到减碳效果,本文的主要工作包括以下3个方面。①建立了考虑气网掺氢技术的NGECS模型;结合P2H设备特性,细化气电耦合部分模型,考虑P2H过程的启动约束和爬坡约束,通过引入气网掺

收稿日期:2021-11-18;修回日期:2022-03-22

在线出版日期:2022-07-26

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51907097);国家重点研发计划项目(2021YFB4000500);四川省科技厅计划项目(2020JDRC0049)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51907097), the National Key Research and Development Project of China(2021YFB4000500) and the Science and Technology Planning Project of Sichuan Province (2020JDRC0049)

氢技术,进一步改善NGECS低碳优化调度中的碳排放和弃风消纳情况。②在NGECS低碳优化调度中考虑掺入氢气后对气网运行造成的影响,考虑混合气体热值变化、气负荷变化和掺氢比例限制,使调度结果更符合实际情况。③在NGECS低碳优化调度中引入碳交易机制进一步控制碳排放,考虑碳配额剩余情况下的奖赏机制,建立赏罚阶梯型碳交易机制,对碳排放形成更严格的约束。同时提供奖赏基准参考价格,确保单位投资减碳效果最优,这样既能控制出资预算又能确保减碳效果。

1 含气网掺氢的NGECS精细化模型

本文的NGECS模型如图1所示,其中电转气装置使原有电气网络间的能量得以双向流动,产出气体可借助现存的天然气网络进行大容量存储与转移,节约投资,同时实现能量的异地消纳。P2H技术原理是通过电解水反应生成氢气和氧气,具有转换效率高的特点。氢能具有环境友好、转化效率高优点,是公认的最具前景的清洁能源之一^[16]。在电转气技术中,P2H是目前最节能、最简单的方案。

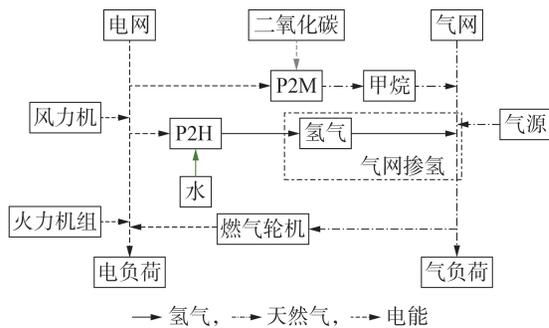


图1 NGECS模型示意图

Fig.1 Schematic diagram of NGECS model

P2M技术是氢气和二氧化碳通过萨巴蒂埃催化反应得到甲烷和水。二氧化碳可以通过碳捕集设备从电厂废气、工厂废气和空气中进行采集;甲烷可以不受限制地注入天然气网络,过程反应迅速,得以缓和可再生能源出力波动性,间接存储可再生能源。电转气基本原理如下。

1) 电解水反应为: $2\text{H}_2\text{O} \longrightarrow 2\text{H}_2 \uparrow + \text{O}_2 \uparrow$ 。

2) 催化反应为: $\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \longrightarrow \text{CH}_4 \uparrow + 2\text{H}_2\text{O}$ 。

1.1 气电耦合精细化建模

目前P2H技术主要有以下3种主流制氢方式:碱性电解、质子交换膜电解和固体氧化物电解。3种制氢设备在启动和爬坡状态下存在较大差距。在启动方面,因固体氧化物电解受到需要将电堆升温的影响,当前技术升温耗时约达2 h^[17],碱性电解和质子交换膜电解则耗时短,不同启动特征会明显影响设备出力结果;在爬坡方面,当前碱性电解和固体氧化物电解比质子交换膜电解爬坡能力分别小

50%和70%^[18],存在较大差距,因此本文考虑设置制氢设备启动约束和爬坡约束,揭示3种主流设备的原理差距,选取质子交换膜技术,从而兼具经济性和快速响应能力。

1) P2M出力约束。

$$P_{\text{ptm},\xi \min} \leq P_{\text{ptm},\xi}(t) \leq P_{\text{ptm},\xi \max} \quad (1)$$

式中: t 表示 t 时段; $P_{\text{ptm},\xi}$ 和 $P_{\text{ptm},\xi \max}$ 、 $P_{\text{ptm},\xi \min}$ 分别为P2M设备 ξ 的用电功率及其上、下限。

2) P2M耦合约束。

$$P_{\text{ptm},\xi}(t) = G_{\text{ptm},\xi}(t) H_{\text{gas},m} \eta_{\text{ptm},\xi} \quad (2)$$

式中: $G_{\text{ptm},\xi}$ 为P2M设备 ξ 制取甲烷的气体流量; $H_{\text{gas},m}$ 为甲烷的高热值; $\eta_{\text{ptm},\xi}$ 为P2M设备 ξ 的转化效率。

3) P2H出力约束。

$$P_{\text{pth},\gamma \min} \leq P_{\text{pth},\gamma}(t) \leq P_{\text{pth},\gamma \max} \quad (3)$$

式中: $P_{\text{pth},\gamma}$ 和 $P_{\text{pth},\gamma \max}$ 、 $P_{\text{pth},\gamma \min}$ 分别为P2H设备 γ 的用电功率及其上、下限。

4) P2H耦合约束。

$$P_{\text{pth},\gamma}(t) = G_{\text{pth},\gamma}(t) H_{\text{gas},h} \eta_{\text{pth},\gamma} \quad (4)$$

式中: $G_{\text{pth},\gamma}$ 为P2H设备 γ 制取氢气的气体流量; $H_{\text{gas},h}$ 为氢气的高热值; $\eta_{\text{pth},\gamma}$ 为P2H装置 γ 的转化效率。

5) P2H启动状态约束^[19]。

本文采用文献[19]中建模方式,具体如下:

$$\Delta t_{\text{pth},\gamma}^{\text{on}} - T_{\text{pth},\gamma \min}^{\text{on}} \geq 0, \quad P_{\text{pth},\gamma}^{\text{on}} - P_{\text{pth},\gamma \min}^{\text{on}} \geq 0 \quad (5)$$

式中: $\Delta t_{\text{pth},\gamma}^{\text{on}}$ 为P2H设备 γ 的累计开启时间; $T_{\text{pth},\gamma \min}^{\text{on}}$ 为P2H设备 γ 最小开启用时; $P_{\text{pth},\gamma}^{\text{on}}$ 为P2H设备 γ 的开启功率; $P_{\text{pth},\gamma \min}^{\text{on}}$ 为P2H设备 γ 最小开机功率。

6) P2H爬坡约束^[19]。

本文采用文献[19]中建模方式,具体如下:

$$-r_{\text{pth},\gamma}^{\text{down}} \leq P_{\text{pth},\gamma}(t) - P_{\text{pth},\gamma}(t-1) \leq r_{\text{pth},\gamma}^{\text{up}} \quad (6)$$

式中: $r_{\text{pth},\gamma}^{\text{down}}$ 、 $r_{\text{pth},\gamma}^{\text{up}}$ 分别为P2H设备 γ 的滑坡、爬坡速率限值。

7) 掺氢气网的混合气体热值计算方式。

传统天然气网中的热值为一常数,利用P2M技术转化产生甲烷注入气网后,仍可假设不改变天然气热值。气网掺氢后因为氢气热值与天然气热值差异较大,本文在天然气网络中注入氢气后,对各天然气网络节点重新计算掺氢后的天然气网混合热值,假设不同热值的气体汇入节点,混合均匀成具有统一混合热值的气体后从该节点流出^[5],节点混合热值更新公式如下:

$$\begin{aligned} & \sum_{n \in \mathcal{N}} G_{w,n}(t) H_{\text{gas},m} + \sum_{\gamma \in \mathcal{Y}} G_{\text{pth},\gamma}(t) H_{\text{gas},h} + \\ & \sum_{\xi \in \mathcal{Y}} G_{\text{ptm},\xi}(t) H_{\text{gas},m} + \sum_{y' \in \mathcal{S}_{\text{out}}(y)} G_{yy'}^{\text{out}}(t) H_{\text{gas},y} = \\ & \sum_{\mu \in \mathcal{Y}} G_{\text{gt},\mu}(t) H_{\text{gas},y} + \sum_{\varpi \in \mathcal{Y}} G_{L,\varpi}(t) H_{\text{gas},y} + \\ & \sum_{y' \in \mathcal{S}_{\text{in}}(y)} G_{yy'}^{\text{in}}(t) H_{\text{gas},y} \end{aligned} \quad (7)$$

式中: $n \in y$ 为筛选出天然气气源 n 中连接气网节点 y 处的设备,其他类似; $H_{\text{gas},y}$ 为节点 y 处的混合热值; $G_{w,n}$ 、 $G_{yy'}^{\text{in}}$ 、 $G_{yy'}^{\text{out}}$ 、 $G_{\text{gl},\mu}$ 和 $G_{L,\omega}$ 分别为天然气气源 n 的流出气流量、管道 yy' 的流入气流量、管道 yy' 的流出气流量、燃气机组 μ 的耗气流量和节点 ω 处负荷值; $s_{\text{in}}(y)$ 、 $s_{\text{out}}(y)$ 分别为以节点 y 为输入节点的管道集合和以节点 y 为输出节点的管道集合。

气网各节点热值变化后使得对应连接节点的气负荷也相应发生变化,计算方法如下:

$$G_{L,\omega}(t)H_{\text{gas},\omega}=I_{L,\omega} \quad (8)$$

式中: $I_{L,\omega}$ 为掺氢前节点 ω 处气负荷的初始能量; $H_{\text{gas},\omega}$ 为节点 ω 处的混合热值。

8) 掺氢比例约束。

结合气网掺氢实际推广应用情况,掺氢比例普遍低于5%^[5],在严格考虑实际掺氢安全性的基础上,参考文献[5]将掺氢比例设置为3%。掺氢比例约束表示为:

$$\sum_{\gamma \in y} G_{\text{pth},\gamma}(t) \leq \left(\sum_{n \in y} G_{w,n}(t) + \sum_{\gamma \in y} G_{\text{pth},\gamma}(t) + \sum_{\xi \in y} G_{\text{ptm},\xi}(t) + \sum_{y' \in s_{\text{in}}(y)} G_{yy'}^{\text{out}}(t) \right) o_{\text{H}_2} \quad (9)$$

式中: o_{H_2} 为掺氢比例上限。

1.2 电力系统建模

1) 电力系统直流潮流约束。

$$\mathbf{P}_{\text{line}}^{\text{es}} = \mathbf{A}_{\text{diag}}^{\text{es}} \mathbf{F}^{\text{lb}} \mathbf{A}^{-1} \left(\mathbf{P}_{\text{tp}}(t) + \mathbf{P}_{\text{wind}}(t) + \mathbf{P}_{\text{gt}}(t) - \mathbf{P}_{\text{pth}}(t) - \mathbf{P}_{\text{ptm}}(t) - \mathbf{P}_{\text{pload}}(t) \right) \quad (10)$$

式中: $\mathbf{P}_{\text{line}}^{\text{es}}$ 为支路功率; \mathbf{A} 和 $\mathbf{A}_{\text{diag}}^{\text{es}}$ 分别为支路导纳系数矩阵和支路导纳系数对角矩阵; \mathbf{F}^{lb} 为支路节点关联矩阵; \mathbf{P}_{tp} 、 \mathbf{P}_{wind} 、 \mathbf{P}_{gt} 、 \mathbf{P}_{pth} 、 \mathbf{P}_{ptm} 和 $\mathbf{P}_{\text{pload}}$ 分别为各火力发电机组、风力发电机组、燃气发电机组、P2H装置、P2M装置、电力系统节点负荷的功率向量。

2) 节点有功功率平衡约束。

$$\sum_{\psi=1}^{N_{\text{th}}} P_{\text{tp},\psi}(t) + \sum_{\sigma=1}^{N_{\text{wi}}} P_{\text{wind},\sigma}(t) + \sum_{\mu=1}^{N_{\text{gt}}} P_{\text{gt},\mu}(t) - \sum_{\gamma=1}^{N_{\text{pth}}} P_{\text{pth},\gamma}(t) - \sum_{\xi=1}^{N_{\text{ptm}}} P_{\text{ptm},\xi}(t) = \sum_{\nu=1}^{N_{\text{pload}}} P_{\text{pload},\nu}(t) \quad (11)$$

式中: N_{th} 、 N_{wi} 、 N_{gt} 、 N_{pth} 、 N_{ptm} 和 N_{pload} 分别为火力发电机组、风力发电机组、燃气发电机组、P2H装置、P2M装置和负荷节点的数量; $P_{\text{tp},\psi}$ 为火力发电机组 ψ 输出功率,其他类似。

此外,同时考虑直流潮流的相角约束,线路传输容量约束,火力发电机组的出力约束、启停约束、爬坡约束以及风力机组的出力约束,分别见附录A式(A1)–(A6)。弃风电量建模见附录A式(A7)。

1.3 天然气系统建模

天然气系统建模的元素包括气源、管道、压缩机

以及气负荷。本文综合网络结构、运行机理和安全约束进行建模。

1) 气网潮流约束。

气网潮流利用Weymouth方程建模,具体如下:

$$G_{yy'}(t) = \text{sgn}(H_y(t), H_{y'}(t)) k_{yy'} \sqrt{|H_y^2(t) - H_{y'}^2(t)|} \quad (12)$$

$$\text{sgn}(H_y(t), H_{y'}(t)) = \begin{cases} 1 & H_y(t) > H_{y'}(t) \\ -1 & H_y(t) < H_{y'}(t) \end{cases} \quad (13)$$

$$G_{yy'}(t) = (G_{yy'}^{\text{in}}(t) + G_{yy'}^{\text{out}}(t)) / 2 \quad (14)$$

式中: $G_{yy'}$ 为管道 yy' 的平均气流量; $k_{yy'}$ 为与管道 yy' 横截面积、长度等有关的Weymouth常数; H_y 、 $H_{y'}$ 分别为节点 y 和节点 y' 的气压。

2) 气网节点处的气流量平衡约束。

$$\sum_{n \in y} G_{w,n}(t) + \sum_{\gamma \in y} G_{\text{pth},\gamma}(t) - \sum_{j \in y} G_{\text{gc},j}^{\text{loss}}(t) + \sum_{\xi \in y} G_{\text{ptm},\xi}(t) + \sum_{y' \in s_{\text{out}}(y)} G_{yy'}^{\text{out}}(t) - \sum_{y' \in s_{\text{in}}(y)} G_{yy'}^{\text{in}}(t) = \sum_{\mu \in y} G_{\text{gt},\mu}(t) + \sum_{\omega \in y} G_{L,\omega}(t) \quad (15)$$

式中: $G_{\text{gc},j}^{\text{loss}}$ 为压缩机 j 的耗气流量。气网潮流约束为非线性约束,本文利用二阶锥松弛方法进行处理,具体松弛过程见文献[20]。

3) 管存约束。

管存是指天然气管道受气流在管道中的缓冲特性影响,管道能储存一定容量的天然气。因为管存并不等同于气源或者负荷,所以将一个调度周期前后的管存设定为相等。

$$\begin{cases} L_{yy'}(t) = \omega_{yy'} (H_y(t) + H_{y'}(t)) / 2 \\ L_{yy'}(t) = L_{yy'}(t-1) + G_{yy'}^{\text{in}}(t) - G_{yy'}^{\text{out}}(t) \\ L_{yy',\text{st}} = L_{yy',\text{ov}} \end{cases} \quad (16)$$

式中: $L_{yy'}$ 为管道 yy' 的管存; $\omega_{yy'}$ 为管道 yy' 的特性系数; $L_{yy',\text{st}}$ 、 $L_{yy',\text{ov}}$ 分别为管道 yy' 在初始时段和终止时段的缓存。

4) 压缩机约束。

本文假设在天然气管道模型中配置固定变比的燃气压缩机,以解决运行中产生的气压降落问题。其耗气流量为:

$$G_{\text{gc},j}^{\text{loss}}(t) = \beta_{\text{gc},j} \frac{G_{\text{gc},j}(t)}{\eta_{\text{gc},j}} \left[\left(\frac{H_{\text{gc},j}^{\text{op}}}{H_{\text{gc},j}^{\text{in}}} \right)^{(\delta-1)\delta} - 1 \right] \quad (17)$$

式中: $\beta_{\text{gc},j}$ 为压缩机 j 的能源转换系数; $G_{\text{gc},j}$ 为流过压缩机 j 的流量; $\eta_{\text{gc},j}$ 为压缩机 j 的工作效率; $H_{\text{gc},j}^{\text{op}}$ 、 $H_{\text{gc},j}^{\text{in}}$ 分别为压缩机 j 的输出节点压力和输入节点压力; δ 为压缩机的多变系数。

2 基于赏罚阶梯型碳交易的 NGECS 低碳优化调度模型

2.1 考虑赏罚的阶梯型碳交易模型

我国发放碳配额的政策是以企业的实际发电量

为依据,采用无偿的方式按比例分配碳配额。本文模型中碳配额建模见文献[20]。系统中主要碳排放源是火力发电机组和燃气发电机组,因此碳配额为:

$$E_{\text{all}} = \lambda \sum_{t=1}^T \left(\sum_{\psi=1}^{N_h} P_{\text{tp},\psi}(t) + \sum_{\mu=1}^{N_g} P_{\text{gt},\mu}(t) \right) \quad (18)$$

式中: E_{all} 为系统中一个周期内的碳配额总量; λ 为每单位出力对应的碳配额; T 为调度周期。

另一方面,火力发电与燃气发电的实际碳排放量 E'_{all} 可表示为^[21]:

$$E'_{\text{all}} = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{\psi=1}^{N_h} a_{\psi} P_{\text{tp},\psi}(t) + \sum_{\mu=1}^{N_g} a_{\mu} P_{\text{gt},\mu}(t) \right) \quad (19)$$

式中: a_{ψ} 为火力发电机组 ψ 的碳排放相关系数; a_{μ} 为燃气发电机组 μ 的碳排放相关系数。

在P2M的反应过程中,若以二氧化碳为原材料,则考虑将P2M过程中吸收的二氧化碳同样作为交易项计入赏罚碳交易模型中,这样能进一步减少碳排放成本。P2M的碳排放模型为:

$$E_{\text{ptm}} = \sum_{t=1}^T \sum_{\xi=1}^{N_{\text{ptm}}} \left(-E_{m,\xi} P_{\text{ptm},\xi}(t) \right) \quad (20)$$

式中: E_{ptm} 为P2M的碳排放量; $E_{m,\xi}$ 为P2M设备 ξ 消耗单位电量吸收的二氧化碳的质量。

为严格控制碳排放,本文采用赏罚阶梯型碳排放模型。在交易中采用设置奖赏的方式,当系统存在碳配额剩余时,对整体给予一定激励;同时设定惩罚因子,当系统出现碳配额不足时,对整体施加一定压力。赏罚阶梯型碳交易模型为:

$$C_{\text{emi}} = \begin{cases} \left[c + \beta(1+2\phi) \right] \left(E'_{\text{all}} + E_{\text{ptm}} - E_{\text{all}} + 2\omega \right) - \\ \quad \omega \left[2c + \beta(2+\phi) \right] \quad E'_{\text{all}} + E_{\text{ptm}} \leq E_{\text{all}} - 2\omega \\ \left[c + \beta(1+\phi) \right] \left(E'_{\text{all}} + E_{\text{ptm}} - E_{\text{all}} + \omega \right) - \\ \quad \omega(c+\beta) \quad E_{\text{all}} - 2\omega < E'_{\text{all}} + E_{\text{ptm}} \leq E_{\text{all}} - \omega \\ (c+\beta) \left(E'_{\text{all}} + E_{\text{ptm}} - E_{\text{all}} \right) \quad E_{\text{all}} - \omega < E'_{\text{all}} + E_{\text{ptm}} \leq E_{\text{all}} \\ c \left(E'_{\text{all}} + E_{\text{ptm}} - E_{\text{all}} \right) \quad E_{\text{all}} < E'_{\text{all}} + E_{\text{ptm}} \leq E_{\text{all}} + \omega \\ c\omega + c(1+\nu) \left(E'_{\text{all}} + E_{\text{ptm}} - E_{\text{all}} - \omega \right) \\ \quad E_{\text{all}} + \omega < E'_{\text{all}} + E_{\text{ptm}} \leq E_{\text{all}} + 2\omega \\ c(1+2\nu) \left(E'_{\text{all}} + E_{\text{ptm}} - E_{\text{all}} - 2\omega \right) + c\omega(2+\nu) \\ \quad E'_{\text{all}} + E_{\text{ptm}} > E_{\text{all}} + 2\omega \end{cases} \quad (21)$$

式中: C_{emi} 为系统碳交易成本; c 为碳交易基准价格; β 为奖赏基准价格,即首个单位剩余碳配额量对应的奖赏价格; ϕ 为奖赏因子增量,即剩余碳配额每增加单位区间碳排量所追加的奖赏倍率; ω 为碳排放的区间长度; ν 为惩罚因子,即碳配额不足时,碳排量增加单位区间所提高的惩罚倍率。

2.2 NGECS低碳优化调度目标函数

结合考虑赏罚的阶梯型碳交易机制,本文提出综合考虑碳交易成本、机组运行成本、火力发电机组的启停成本、燃气轮机的启停成本、天然气购气成本和碳原料成本的NGECS低碳优化调度函数,如式(22)所示,此外P2H和P2M的用电成本已经计入机组出力成本中。

$$\begin{aligned} \min C_{\text{all}} = & C_{\text{emi}} + \sum_{\psi=1}^{N_h} \sum_{t=1}^T \left(\kappa_{\text{squ},\psi} P_{\text{tp},\psi}^2(t) + \kappa_{\text{one},\psi} P_{\text{tp},\psi}(t) + \kappa_{\text{con},\psi} \right) + \\ & \sum_{\psi=1}^{N_h} \sum_{t=1}^T \left(D_{\text{tp},\psi}^{\text{op}}(t) B_{\text{tp},\psi}^{\text{op}}(t) + D_{\text{tp},\psi}^{\text{cl}}(t) B_{\text{tp},\psi}^{\text{cl}}(t) \right) + \\ & \sum_{\mu=1}^{N_g} \sum_{t=1}^T \left(D_{\text{gt},\mu}^{\text{op}}(t) B_{\text{gt},\mu}^{\text{op}}(t) + D_{\text{gt},\mu}^{\text{cl}}(t) B_{\text{gt},\mu}^{\text{cl}}(t) \right) + \\ & \sum_{n=1}^{N_w} \sum_{t=1}^T G_{w,n}(t) C_{w,n}(t) + \sum_{\xi=1}^{N_{\text{ptm}}} \sum_{t=1}^T C_{\text{buy},\xi}(t) E_{m,\xi} P_{\text{ptm},\xi}(t) \quad (22) \end{aligned}$$

式中: C_{all} 为总运行成本; $\kappa_{\text{squ},\psi}$ 、 $\kappa_{\text{one},\psi}$ 、 $\kappa_{\text{con},\psi}$ 为火力发电机组 ψ 的成本系数; $B_{\text{tp},\psi}^{\text{op}}$ 、 $B_{\text{tp},\psi}^{\text{cl}}$ 分别为火力发电机组 ψ 的启动、停运成本; $B_{\text{gt},\mu}^{\text{op}}$ 、 $B_{\text{gt},\mu}^{\text{cl}}$ 分别为燃气发电机组 μ 的启动、停运成本; $D_{\text{tp},\psi}^{\text{op}}$ 、 $D_{\text{tp},\psi}^{\text{cl}}$ 分别为火力发电机组 ψ 开机、关机的状态变量; $D_{\text{gt},\mu}^{\text{op}}$ 、 $D_{\text{gt},\mu}^{\text{cl}}$ 分别为燃气发电机组 μ 开机、关机的状态变量; N_w 为天然气气源的数量; $C_{w,n}$ 为天然气气源 n 单位购气成本; $C_{\text{buy},\xi}$ 为P2M设备 ξ 单位购碳成本。

2.3 模型求解

本文模型的详细求解流程图如附录A图A1所示,具体步骤如下:步骤1,录入初始数据,包括设定气网节点初值;步骤2,判断是否掺氢,选择碳交易机制和目标函数;步骤3,因为利用附录A式(A8)~(A16)已完成了对气网潮流非线性约束的二阶锥松弛,所以在给定气网节点初值的条件下,可利用CPLEX求解器进行求解,进行第一次迭代;步骤4,将所得气网潮流结果代入式(7)和式(8),得到气网各节点更新热值和节点气负荷值;步骤5,判断迭代前后的气网各节点热值精度和节点气负荷流量精度,若满足精度要求则停止计算并输出结果,否则返回步骤3进行下一次迭代。

3 算例分析

本文采用改进的IEEE 39节点电网模型和比利时20节点气网模型组成的系统作为分析与验证算例,详细结构见附录A图A2。IEEE 39节点电力系统包含8台火力发电机组、2台风力发电机组、2台燃气轮机;比利时20节点天然气系统包含4个天然气气源、2台P2M设备、2台P2H设备。风电预测出力、电负荷和气负荷数据见附录A图A3,NGECS中参数取值见附录A表A1~A4。

3.1 不同调度模型对比分析

为验证本文所考虑的气网掺氢技术和赏罚阶梯型碳交易机制对消纳弃风、降低碳排放的作用,算例设置如下4种场景进行对比:场景1,既不考虑气网掺氢技术也不考虑碳交易机制;场景2,考虑气网掺氢技术但不考虑碳交易机制;场景3,考虑气网掺氢技术和阶梯型碳交易机制;场景4,考虑气网掺氢技术和赏罚阶梯型碳交易机制。

1) 场景1与场景2的结果对比分析。

表1给出了4种场景下的调度结果。由表可知,相比场景1,场景2弃风量减少了74.1%,总成本降低了6.88万元,但净碳排放量增加了1.3%。场景2中新增P2H技术,相比P2M技术其单位产气量具有更低的电能损耗,成本更低,使弃风优先通过P2H技术转成氢气存储在气网中,高效消纳风电,等量弃风转化成更多气体,减少气源投入,节约运行成本。但P2H技术相比P2M技术无法吸收二氧化碳,使系统净碳排放量增加。这验证了P2H技术对消纳风电有明显效果,同时可有效降低运行成本,提高系统经济性。附录A图A4(a)—(c)分别给出了场景2—4下的调度结果。

表1 4种场景下的调度结果

Table 1 Scheduling results under four scenarios

场景	碳交易成本/元	运行成本/万元	总成本/万元	弃风量/(MW·h)	净碳排放量/t
1	0	14654.39	14654.39	2303.62	19339.14
2	0	14647.51	14647.51	596.81	19598.09
3	13307.32	14649.98	14651.31	596.81	18949.01
4	-53572.24	14655.25	14649.90	523.34	17993.62

2) 场景2与场景3的结果对比分析。

由表1可知,场景3相比场景2净碳排放量降低了3.3%,但总成本仅增加了0.03%。这是因为系统中单位火电碳排放水平远高于单位燃气碳排放水平,即系统新增的碳交易成本部分,等同于提高火电单位出力成本,所以火电出力得到严格控制。并且,碳排放水平越高,惩罚力度越高,使得碳交易成本增加,总成本增加。对比图A4(a)和图A4(b)可以看出,系统通过在07:00—22:00时段减少火电出力,提高燃气出力,场景2中碳排放剩余情况为超额1000 t,场景3中利用碳交易阶梯惩罚将整体碳排放水平控制在仅超额221.79 t,减少了碳交易成本,虽然新增燃气和碳交易惩罚成本使运行成本提高了0.03%,但碳排放水平降低了649.08 t。因此,引入阶梯型碳交易机制会对碳排放形成更加严格的约束,验证了引入碳交易机制对减碳的有效性。

3) 场景3与场景4的结果对比分析。

由表1可知,相比场景3,场景4净碳排放量降低了5.0%,弃风量降低了12.3%,总成本降低了

1.41万元。这是因为场景4中赏罚阶梯型碳交易机制针对碳配额剩余的场,会给予阶梯型的奖赏,意味着剩余碳配额越多,奖赏单价越高,碳排放收益权重越大,则进一步鼓励燃气发电和控制火力发电。系统出现碳配额剩余后,场景3均以统一碳价参与交易,碳收益权重固定,所以场景4能对碳排放形成更严格的控制,同时有利于获取碳收益和降低总成本。对比图A4(b)和图A4(c)可知,场景4中01:00—03:00和09:00—21:00时段火力发电功率降低,11:00—21:00时段燃气发电功率增大,同时P2M在03:00和24:00时出力增加,虽然P2M相比P2H转化效率更低,但具有吸碳功效能获得碳收益,等同于降低P2M的综合出力成本,3种变化共同导致整体碳排放降低。同时01:00—02:00时段风电出力增加,弃风量减少。这验证了赏罚阶梯型碳交易机制能有效降低碳排放,减少弃风和降低总成本。

4) 场景1与场景4的结果对比分析。

与场景1相比,场景4同时考虑气网掺氢技术和赏罚阶梯型碳交易机制。结合上文分析,因为有气网掺氢和碳收益降低运行成本,同时奖赏碳交易模型提供更严格的排碳约束,所以由表1可知,场景4相比场景1弃风量降低了77.3%,净碳排放量降低了7.0%,同时总成本降低了4.49万元。

上述对比充分说明在NGECS中考虑气网掺氢技术和赏罚阶梯型碳交易机制后对消纳弃风、降低碳排放和提升经济性有显著效果。

3.2 考虑热值变化对调度结果的影响

为验证掺氢后考虑气网节点热值变化的必要性,针对掺氢后的气网热值变化采用如下3种不同处理方式(分别对应场景4—6)进行对比。场景4,注氢后每一节点处热值不同,需按式(7)计算;场景5,气网中设定天然气热值为固定热值,即忽略掺氢引起的变化;场景6,假设各时段氢气在气网中混合均匀,即气网每个节点处热值相同。以节点16处的热值情况为例,3种场景的对比如图2所示。

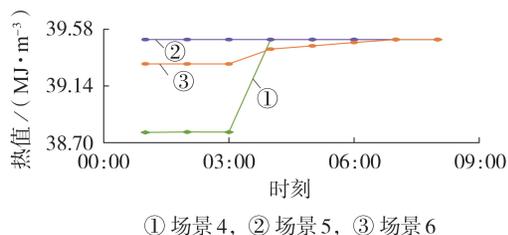


图2 3种场景在节点16处的热值结果

Fig.2 Heat value results at Bus 16 under three scenarios

由图2可见,节点16在01:00—03:00时段气网注氢量最大,节点16在场景4—6下的热值分别为38.78、39.50、39.31 MJ/m³。场景4由于考虑更加详细的热值变化,相较于场景5和场景6热值数据具有

明显差异。原因在于场景5和场景6均将全网节点统一处理,场景5中节点热值被设定为甲烷热值,忽略了掺氢的影响,在01:00时,节点16的热值与场景4相比差1.9%。场景6中计及掺氢的影响,但全系统将掺氢影响均分,导致节点16在01:00时热值与场景4相差1.4%。在04:00时,场景4中热值已经回归至常数,实际连接节点16处的P2H设备没有产氢注入气网,但场景6中,受连接在节点3处的P2H设备产氢的影响,节点16处的热值低于 $39.50 \text{ MJ}/\text{m}^3$ 明显不符合实际。07:00—20:00时段系统均没有产氢,所以3种场景下各节点热值相同。由节点16在不同热值计算方式下的对比结果可知,本文采用的计算方式能有效减小误差,更符合实际运行状态。

由以上分析可知,因为热值计算方式的不同,导致节点热值出现差异,同时热值差异经由式(8)直接影响气负荷的计算,掺氢会使气负荷增大,且掺氢比例越大,气负荷增幅越大。伴随气网掺氢技术发展逐渐成熟,掺氢比例会逐渐提高。为进一步揭示掺氢方式在不同掺氢比例下对调度结果的影响,同时结合大规模应用中掺氢比例低于5%的实际情况^[5],提高算例掺氢比例至5%得到调度结果如表2所示,进一步分析3种掺氢方式对调度结果的影响。

表2 掺氢比例分别为3%、4%和5%时
3种掺氢方式的调度结果

Table 2 Scheduling results of three hydrogen-mixed ways when hydrogen-mixed ratio is 3%,4% and 5% respectively

掺氢比例 / %	总成本 / 元		
	场景4	场景5	场景6
3	146498965	146402539	146596709
4	146497284	146389359	146595988
5	146468922	146350636	146572548

场景5中未考虑新增掺氢引起的气负荷增加,所以全系统气负荷总量低于场景4中总负荷,由表2可知,3种掺氢比例下场景5总成本均低于场景4。当掺氢比例为3%时,差值为-96425元;当掺氢比例增长为5%时,差值增长为-118286元,原因在于随着掺氢比例的提高,气网掺氢比例增加,通过式(8)计算可知负荷增幅变大,所以总成本对应增大。对于场景6,虽然计及了掺氢引起的气负荷增加,但由于在考虑气网掺氢时,采用全部气网节点均摊掺氢量的方式,导致气网节点负荷整体增大,最终导致系统气负荷增量高于场景4。由表2可知:掺氢比例为3%时,相比场景4,场景6的总成本提高了97744元;掺氢比例为5%时,场景6的总成本提高了103626元。可见,3种热值计算方式对调度结果存在一定的影响,而且随着掺氢比例的增加,误差会越来越来大。因此有必要采用分别计算节点热值的建模方法,确保

系统正确反馈碳排放情况和总成本情况。

3.3 奖赏基准价格对调度结果的影响

图3、4分别给出了奖赏基准价格对碳排放量、奖赏成本和总成本、碳交易成本的影响。由图3和图4可以看出,随着奖赏基准价格的提高,总成本逐渐降低,碳排放和碳交易成本呈现阶梯形下降。原因在于随着奖赏成本的增加,系统的碳交易收益逐渐增加,目标函数中碳交易成本所占权重逐渐增加,系统优先选择适当增加燃气机组出力,减少火力发电机组出力,逐渐减碳,以此获取更高的碳收益。同时,由于碳交易奖赏机制有阶梯区间性,本文算例的碳交易机制有2处区间拐点,所以图3和图4中的奖赏基准价格也对应形成2处拐点,分别在 $1 \text{ 元}/\text{t}$ 和 $68 \text{ 元}/\text{t}$ 处。同时当奖赏基准价格大于 $68 \text{ 元}/\text{t}$ 后,剩余碳配额已经达到最大奖赏单价区间,碳排放也保持稳定。

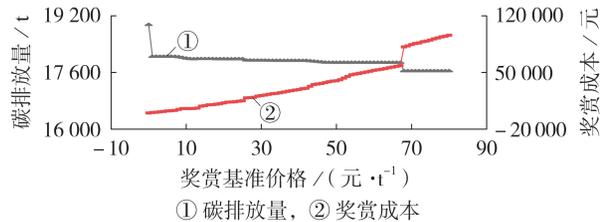


图3 奖赏基准价格对奖赏成本和碳排放量的影响

Fig.3 Impact of reward benchmark price on reward cost and carbon emission

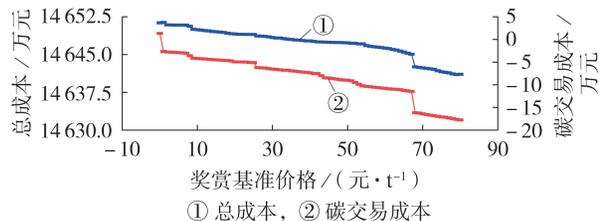


图4 奖赏基准价格对总成本和碳交易成本的影响

Fig.4 Impact of reward benchmark price on total cost and carbon transaction cost

综上,在系统产生剩余碳配额时,因获得补贴的碳收益使总运行成本下降,且随奖赏程度增加,碳排放降低,总成本降低。

3.4 奖赏基准价格的参考定价分析

进一步分析图3可知:当奖赏基准价格为 $1 \text{ 元}/\text{t}$ 时,奖赏成本为600元,相比奖赏为0时,实现减碳964 t,即降低5.1%的碳排放量;当奖赏基准价格为 $68 \text{ 元}/\text{t}$ 时,奖赏成本为8.16万元,可实现减碳1306 t,即降低6.9%的碳排放量。存在价格拐点的的原因是碳交易奖赏机制呈现阶梯特性,进一步促使系统新增碳配额剩余量存在阶梯特性。这是因为在该拐点处,系统在保证经济性的同时尽力调节出力,使碳配额剩余区间为最大奖赏单价区间临界值,此

时能获取较大的碳收益,奖赏基准价格增加后,直到系统碳配额剩余量遇到下一区间拐点,碳收益权重再次大于经济运行权重,系统重新调节出力使系统碳配额剩余达到第二奖赏区间。由图3和图4可知,1元/t和68元/t即为区间拐点。以奖赏基准价格68元/t为参考时,单位减碳成本为62.48元/t,且实现减碳6.9%的目标。当改价为80元/t时,系统达到相同减碳效果(如图3所示),但是奖赏成本达到95999元,新增成本14399元。由此可见,定价宜结合减碳目标和预算参考拐点价格。

由以上分析可知:本文模型对于奖赏基准价格有指导意义,结合预算与减碳目标后可获得最优参考价格;同时当奖赏金额大于某一值后,将只会增加支出负担,而不能进一步降低单位减碳成本。

4 结论

针对含高比例风电的NGECS,本文计及P2H和气网掺氢技术,提出赏罚阶梯型碳交易模式,综合考虑各设备发电运行成本和碳交易成本的低碳调度模型,得到结论如下。

1)通过在NGECS中补充考虑P2H设备、气网掺氢技术,可以有效提高清洁能源消纳水平,弃风量降低了77.3%,同时降低了系统运行成本。

2)在NGECS中引入P2H和气网掺氢技术后,虽然提高了能源转化效率,但氢气作为异质气体混入气网会导致气网运行状态发生改变,掺氢比例限制在3%时,不同场景下气节点热值已经产生明显差距,并进一步将误差传递至系统其余环节,有必要针对每一时刻掺氢后混合气体的实际情况进行更新计算,以及更新气网负荷的变化。

3)本文提出考虑赏罚阶梯型碳交易机制,针对碳配额剩余场景,能进一步降低系统碳排量,优化NGECS低碳调度。随着奖赏价格的增加,碳交易市场对碳排放形成更严格的约束,在降低总成本和碳排放的同时,提升整体环保性。本文模型与方法给出的最优奖赏基准价格,能为减碳奖赏成本提供参考,确保有效控制预算,同时保证减碳效果。

本文提出的P2H和气网掺氢模型没有计及设备时变运行特性,针对NGECS中设备的动态建模是进一步的研究方向。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 李政,陈思源,董文娟,等. 碳约束条件下电力行业低碳转型路径研究[J]. 中国电机工程学报,2021,41(12):3987-4001.
LI Zheng, CHEN Siyuan, DONG Wenjuan, et al. Low carbon transition pathway of power sector under carbon emission constraints[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(12): 3987-4001.
- [2] 陈胜,卫志农,孙国强,等. 电-气互联综合能源系统安全分析

与优化控制研究综述[J]. 电力自动化设备,2019,39(8):3-11.
CHEN Sheng, WEI Zhinong, SUN Guoqiang, et al. Review on security analysis and optimal control of electricity-gas integrated energy system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 3-11.

- [3] 陈胜,卫志农,顾伟,等. 碳中和目标下的能源系统转型与变革:多能流协同技术[J]. 电力自动化设备,2021,41(9):3-12.
CHEN Sheng, WEI Zhinong, GU Wei, et al. Carbon neutral oriented transition and revolution of energy systems: multi-energy flow coordination technology[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 3-12.
- [4] 刘天琪,卢俊,何川,等. 考虑联合热电需求响应与高比例新能源消纳的多能源园区日前经济调度[J]. 电力自动化设备,2019,39(8):261-268.
LIU Tianqi, LU Jun, HE Chuan, et al. Day-ahead economic dispatch of multi-energy parks considering integrated thermo-electric demand response and high penetration of renewable energy[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 261-268.
- [5] LIU Jing, SUN Wei, HARRISON G P. The economic and environmental impact of power to hydrogen/power to methane facilities on hybrid power-natural gas energy systems[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2020, 45(39): 20200-20209.
- [6] 张亚超,郑峰,乐健,等. 考虑风电高阶不确定性的电气综合系统分布鲁棒协同优化调度[J]. 中国电机工程学报,2020,40(24):8012-8026,8238.
ZHANG Yachao, ZHENG Feng, LE Jian, et al. A distributionally robust coordinated optimization scheduling of integrated electricity and natural gas systems considering higher-order uncertainty of wind power[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(24): 8012-8026, 8238.
- [7] 陈厚合,张鹏,姜涛,等. 基于灵敏度分析的综合能源系统运行安全性的研究[J]. 电力自动化设备,2019,39(8):95-103.
CHEN Houhe, ZHANG Peng, JIANG Tao, et al. Security analysis based on sensitivity analysis for integrated electric and gas energy system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 95-103.
- [8] 严思韵,王晨,周登极. 含氢能气网掺混输运的综合能源系统优化研究[J]. 电力工程技术,2021,40(1):10-16,49.
YAN Siyun, WANG Chen, ZHOU Dengji. Optimization of integrated electricity and gas system considering hydrogen-natural-gas mixture transportation[J]. Electric Power Engineering Technology, 2021, 40(1): 10-16, 49.
- [9] HE Guixiong, YAN Huaiguang, TAO Wenquan. Economic dispatch analysis of regional electricity-gas system integrated with distributed gas injection[J]. Energy, 2020, 201: 117512.
- [10] 刘继春,周春燕,高红均,等. 考虑氢能-天然气混合储能的气-电综合能源微网日前经济调度优化[J]. 电网技术,2018,42(1):170-179.
LIU Jichun, ZHOU Chunyan, GAO Hongjun, et al. A day-ahead economic dispatch optimization model of integrated electricity-natural gas system considering hydrogen-gas energy storage system in microgrid[J]. Power System Technology, 2018, 42(1): 170-179.
- [11] SCAMMAN D, NEWBOROUGH M. Using surplus nuclear power for hydrogen mobility and power-to-gas in France[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2016, 41(24): 10080-10089.
- [12] 国家质量监督检验检疫总局,中国国家标准化管理委员会. 城镇燃气分类和基本特性:GB/T 13611—2018[S]. 北京:中国标准出版社,2018.
- [13] CAVANA M, MAZZA A, CHICCO G, et al. Electrical and gas

- networks coupling through hydrogen blending under increasing distributed photovoltaic generation[J]. Applied Energy, 2021, 290:116764.
- [14] 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.
- [15] 崔杨,曾鹏,仲悟之,等. 考虑富氧燃烧技术的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(2): 592-608.
CUI Yang, ZENG Peng, ZHONG Wuzhi, et al. Low-carbon economic dispatch of electro-gas-thermal integrated energy system based on oxy-combustion technology[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(2):592-608.
- [16] 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.
- [17] HEENAN T M M, LU X, IACOVIELLO F, et al. Thermally driven SOFC degradation in 4D: part I. microscale[J]. Journal of the Electrochemical Society, 2018, 165(11):F921-F931.
- [18] KOPONEN J. Review of water electrolysis technologies and design of renewable hydrogen production systems[D]. Lappeenranta, Finland: Lappeenranta University of Technology, 2015.
- [19] 李佳蓉,林今,邢学韬,等. 主动配电网中基于统一运行模型的电制氢(P2H)模块组合选型与优化规划[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(12):4021-4033.
LI Jiarong, LIN Jin, XING Xuetao, et al. Technology portfolio selection and optimal planning of power-to-hydrogen (P2H) modules in active distribution network[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(12):4021-4033.
- [20] 魏震波,魏平桢,郭毅,等. 考虑需求侧管理和碳交易的电-气互连网络分散式低碳经济调度[J]. 高电压技术, 2021, 47(1): 33-47.
WEI Zhenbo, WEI Ping'an, GUO Yi, et al. Decentralized low-carbon economic dispatch of electricity-gas network in consideration of demand-side management and carbon trading[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(1):33-47.
- [21] 郭尊,李庚银,周明. 计及碳交易机制的电-气联合系统快速动态鲁棒优化运行[J]. 电网技术, 2020, 44(4):1220-1228.
GUO Zun, LI Gengyin, ZHOU Ming. Fast and dynamic robust optimization of integrated electricity-gas system operation with carbon trading[J]. Power System Technology, 2020, 44(4):1220-1228.

作者简介:



周步祥

周步祥(1965—),男,教授,博士,主要研究方向为调度自动化、配电网自动化、电网规划、综合能源新技术(**E-mail**:hiway_scu@126.com);

陈阳(1994—),女,硕士研究生,主要研究方向为综合能源系统调度(**E-mail**:1501216621@qq.com);

臧天磊(1986—),男,特聘副研究员,博士,通信作者,主要研究方向为综合能源系统运行优化与控制(**E-mail**:zangtianlei@126.com)。

(编辑 李玮)

Optimal scheduling of natural gas-electricity coupling system considering hydrogen-mixed natural gas network and low-carbon reward

ZHOU Buxiang, CHEN Yang, ZANG Tianlei, ZHANG Yuanhong, MIN Xinwei, ZHAO Wenwen

(College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

Abstract: Aiming at the optimal scheduling problem of natural gas-electricity coupling system, the natural gas-electricity coupling system model with hydrogen-mixed natural gas network is established, in which the refinement model of power to hydrogen, the variation of operating state for hydrogen-mixed natural gas network and the strict safety restrictions of hydrogen-mixed are considered. Meanwhile, based on the stepped carbon trading mechanism, the reward and punishment ladder-type carbon trading mechanism is proposed, setting the ladder-type reward when there is a surplus of carbon quota. Furthermore, considering the carbon transaction cost and operation cost comprehensively, the low-carbon optimal scheduling model of natural gas-electricity coupling system is established. Finally, the simulation is carried out based on the system composed of the improved IEEE 39-bus power grid model and the Belgian 20-node natural gas grid model, and CPLEX solver is used to solve the scheduling model. Through analyzing and comparing the results of four scheduling scenarios, the effectiveness of the proposed model in aspects of reducing carbon emission, controlling total cost and accommodating abandoned wind is verified. The effects of different calorific value calculation methods and reward benchmark price on scheduling results in hydrogen-mixed natural gas network are analyzed. In addition, the reference pricing of reward benchmark price is analyzed.

Key words: natural gas-electricity coupling system; carbon trading; power to hydrogen; power to methane; power to gas; low-carbon

附录 A

1) 相角约束。

$$-\theta_{b,\max}^{\text{es}} \leq \theta_b^{\text{es}} \leq \theta_{b,\max}^{\text{es}} \quad (\text{A1})$$

式中: θ_b^{es} 为电力系统节点 b 处的相角; $\theta_{b,\max}^{\text{es}}$ 为节点 b 处的相角最大值。

2) 线路传输容量约束。

$$-P_{\text{line,max}}^{\text{es}} \leq P_{\text{line}}^{\text{es}} \leq P_{\text{line,max}}^{\text{es}} \quad (\text{A2})$$

式中: $P_{\text{line,max}}^{\text{es}}$ 为电力系统线路传输容量最大值。

3) 火力发电机组出力约束。

$$M_{\text{tp},\psi}(t)P_{\text{tp},\psi \min} \leq P_{\text{tp},\psi}(t) \leq M_{\text{tp},\psi}(t)P_{\text{tp},\psi \max} \quad (\text{A3})$$

式中: $M_{\text{tp},\psi}(t)$ 为火力发电机组在 t 时段的运行状态变量, 取 1 表示机组开启, 取 0 表示机组关停; $P_{\text{tp},\psi \max}$ 和 $P_{\text{tp},\psi \min}$ 分别为火力发电机组 ψ 的出力上、下限。

4) 风机出力约束。

$$P_{\text{wind},\sigma \min} \leq P_{\text{wind},\sigma}(t) \leq P_{\text{wind},\sigma \max} \quad (\text{A4})$$

式中: $P_{\text{wind},\sigma \max}$ 、 $P_{\text{wind},\sigma \min}$ 分别为风电机组 σ 的出力上、下限。

5) 火力发电机组启停约束。

$$\begin{cases} (\Delta t_{\text{tp},\psi}^{\text{on}}(t-1) - T_{\text{tp},\psi \min}^{\text{on}})(M_{\text{tp},\psi}(t-1) - M_{\text{tp},\psi}(t)) \geq 0 \\ (\Delta t_{\text{tp},\psi}^{\text{off}}(t-1) - T_{\text{tp},\psi \min}^{\text{off}})(M_{\text{tp},\psi}(t) - M_{\text{tp},\psi}(t-1)) \geq 0 \end{cases} \quad (\text{A5})$$

式中: $\Delta t_{\text{tp},\psi}^{\text{on}}(t-1)$ 、 $\Delta t_{\text{tp},\psi}^{\text{off}}(t-1)$ 分别为火力发电机组 ψ 至 $t-1$ 时段的累计开启时间和累计关停时间; $T_{\text{tp},\psi \min}^{\text{on}}$ 、 $T_{\text{tp},\psi \min}^{\text{off}}$ 分别为火力发电机组 ψ 最小开启用时和最小关停用时。

6) 火力发电机组爬坡约束。

$$-r_{\text{tp},\psi}^{\text{down}} \leq M_{\text{tp},\psi}(t)P_{\text{tp},\psi}(t) - M_{\text{tp},\psi}(t-1)P_{\text{tp},\psi}(t-1) \leq r_{\text{tp},\psi}^{\text{up}} \quad (\text{A6})$$

式中: $r_{\text{tp},\psi}^{\text{down}}$ 、 $r_{\text{tp},\psi}^{\text{up}}$ 分别为火力发电机组 ψ 的滑坡、爬坡速率极限。

7) 弃风电量模型。

$$W_{\text{wind ab}} = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{\sigma=1}^{N_{\text{wi}}} P_{\text{wind fo},\sigma}(t) - \sum_{\sigma=1}^{N_{\text{wi}}} P_{\text{wind},\sigma}(t) \right) \quad (\text{A7})$$

式中: $W_{\text{wind ab}}$ 为一个调度周期内的弃风电量; $P_{\text{wind fo}}$ 为风力发电机组的预测风电功率。

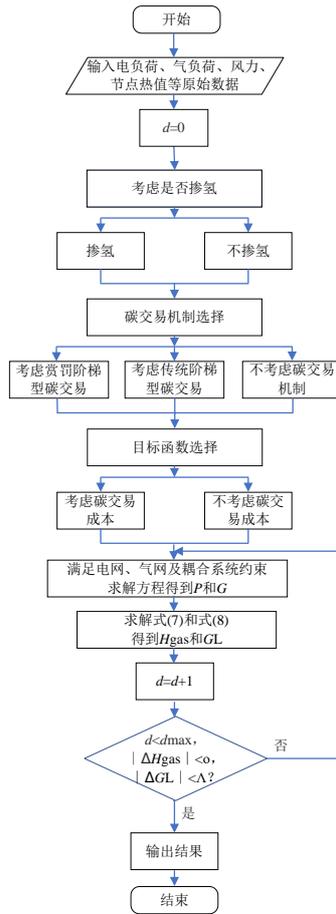


图 A1 模型求解流程图

Fig.A1 Model solving flowchart

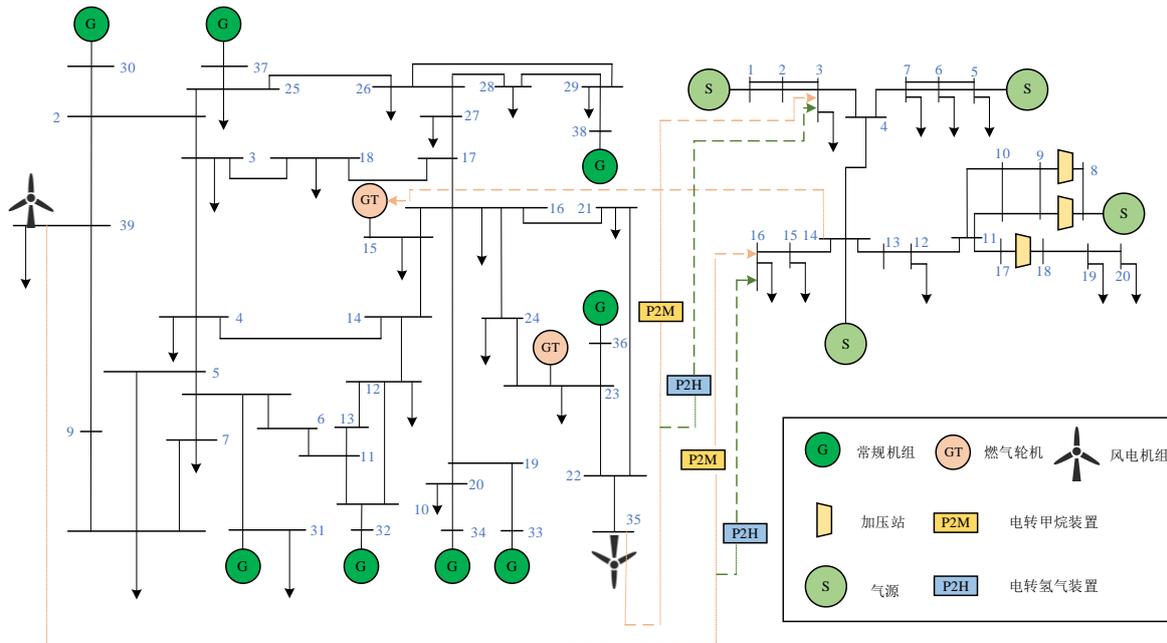


图 A2 NGECS 测试模型结构图

Fig.A2 NGECS test model structure diagram

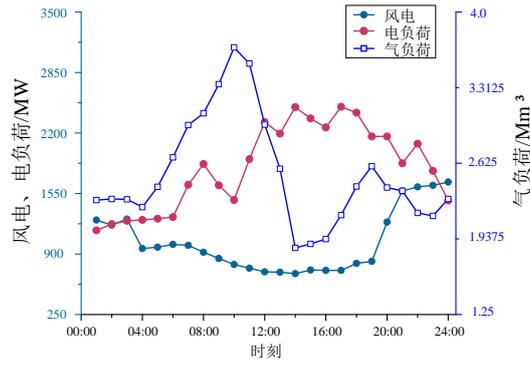


图 A3 NGECS 风电预测值、电负荷和气负荷

Fig.A3 Wind power forecast value,electricity load and gas load

表 A1 燃气轮机参数

Table A1 Gas turbine parameters

碳排放系数/ (MW h)	开启成本/元	关停成本/元	出力上限/MW	出力下限/MW	气网编号
0.4	80	60	820	0	23
0.4	60	40	850	0	15

表 A2 电转气设备参数

Table A2 Power to gas equipment parameters

电网编号	设备类型	转化效率	出力上限/MW	出力下限/MW
35	P2H	0.74	270	0
39	P2H	0.74	300	0
35	P2M	0.6	120	0
39	P2M	0.65	150	0

表 A3 天然气气源参数

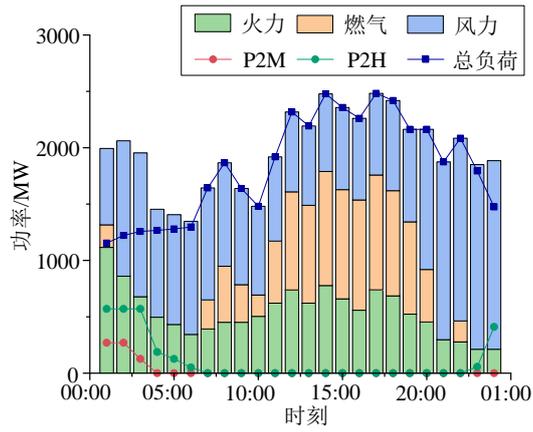
Table A3 Natural gas source parameters

气网 编号	气价/ (元·Mm ⁻³)	产气上限/ Mm ³	产气下限/ Mm ³
1	8000	6.5	0
5	6900	3.6	0
8	7300	5.5	0
13	7600	4.6	0

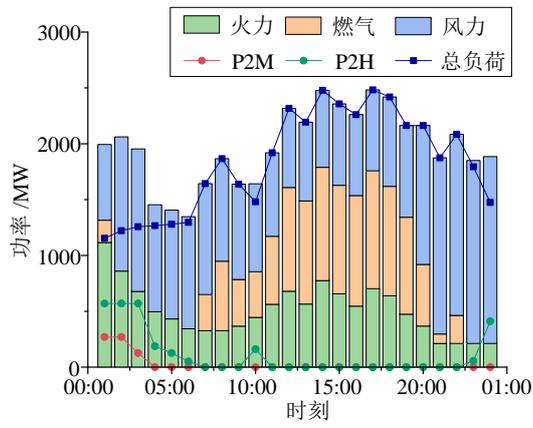
表 A4 压缩机参数

Table A4 Compressor constraints

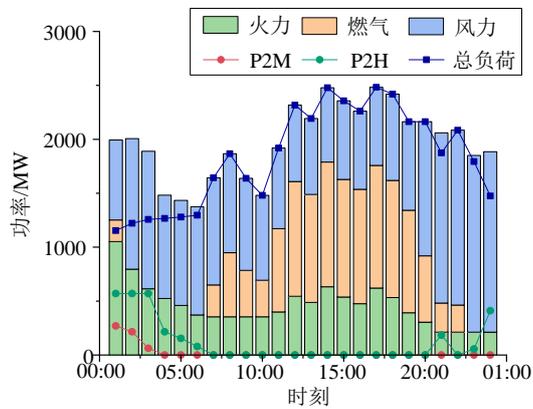
气网连接点	$(\delta - 1) / \delta$	转换系数	压缩比
8-9	0.2334	124.74	1.1
5	0.2334	124,74	1.2



(a) 场景 2 的调度结果



(b) 场景 3 的调度结果



(c) 场景 4 的调度结果

图 A4 3 种场景的调度结果

Fig.A4 Scheduling results of three scenarios