

文章编号:0254-0096(2019)05-1465-07

基于风-氢的气电热联合系统模型的经济性能分析

蔡国伟¹, 西禹霏¹, 杨德友¹, 张铭宇²

(1. 东北电力大学电气工程学院, 吉林 132012; 2. 国网吉林省电力有限公司检修分公司, 长春 130021)

摘要: 为减少弃风电量,提高风能利用效率,具有电转气功能的电热联合系统被认为是可再生能源利用的一种新形式。为验证该应用形式的经济效益,提出基于双域动态最优潮流的具有电转气功能的电热联合系统经济模型。采用粒子群算法,在2种常见电热生产模式下,求得优化期间内各个单元的最优出力及标准煤耗,并与传统单一燃气能源供应形式进行比较。最后,UK-22节点系统仿真结果表明电转气在能源利用与节能减排方面具有巨大的经济效益。

关键词: 电转气; 氢储能; 风电; 混氢天然气; 电热联合

中图分类号: TM614

文献标识码: A

0 引言

近年来中国致力于风力发电并取得突出成果,但风能的可变性,使得要求运行在稳定可靠环境中的电网难以接受,随之而来的高弃风电量与风电存储困难的问题,严重制约了中国风力发电的发展^[1-3]。

基于风电制氢技术的电转气是解决风电消纳与存储问题的关键。电解水制氢气的基本原理是在一定压力下,电流将水分解成氢气与氧气,随着质子交换膜电解槽、碱性电解槽和固体氧化物电解等技术的相继问世和不断发展,现阶段的电解过程可在高电流、低电压、间歇性波动功率以及高压的环境下稳定运行^[4]。

针对风电发展的瓶颈问题,国内外学者主要围绕2种解决途径进行研究:一是基于热泵技术,构建电热联合系统使风电直接参与供热环节;二是基于氢储能技术,利用风电电解水制氢气,将风电转为氢气储存,进而通过氢气的广泛用途,间接涉及交通、化工、燃气等领域^[5-7]。由于中国北方冬季电热负荷在时域上的不匹配,前者较适用于解决中国冬季供暖期的风电消纳问题,而后者在能源网中的应用形式更灵活。

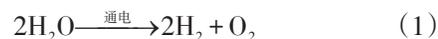
为提高风能利用率,减少弃风电量,在国内外

风电耦合制氢的研究以及电热能源互联系统构建模的基础上,本文提出基于双域动态最优潮流的具有电转气功能的电热联合系统经济模型。利用粒子群算法,以标准煤耗为目标函数,将系统中各单元最优出力与传统气网能源供应模式作对比,实现本文所提联合系统模型经济性的量化评估。仿真计算结果验证了本文方法在提高可再生能源利用率方面的可行性及优越性。

1 以氢能为载体的电转气

1.1 电解水制氢气

在水电解技术诞生于19世纪,由英国物理学家威廉·尼科尔森与解剖学家安东尼·卡莱尔在研制伏打电堆的过程中发现,其化学原理为当电流通过水(H₂O)时,将在阴极还原水形成氢气(H₂),在阳极氧化水形成氧气(O₂),如式(1)所示。



在电解过程中,电流需通过导电物质来驱动此非自发吸热化学反应,另外由于纯净水不导电,因此电解过程需添加电解质,而电解槽的实质就是由一系列包含金属两极和电解液的电化学电池组成。

目前水电解技术主要有2种:碱性电解槽和质

收稿日期: 2016-12-16

基金项目: 国家高技术研究发展(863)计划(SS2014AA052502); 国家自然科学基金(51377017)

通信作者: 西禹霏(1993—), 女, 硕士研究生, 主要从事电力系统优化调度与新能源并网运行控制方面的研究。xyf93112@126.com

子交换膜电解槽,第3种固体氧化物电解技术尚不成熟,还未得到广泛应用,其三者的结构如图1所示。这3种电解技术有许多相似之处,其中最重要的是它们均可被视作对燃料电池的反向应用,而事实上,现阶段的质子交换膜电解槽已能反向作为燃料电池使用。

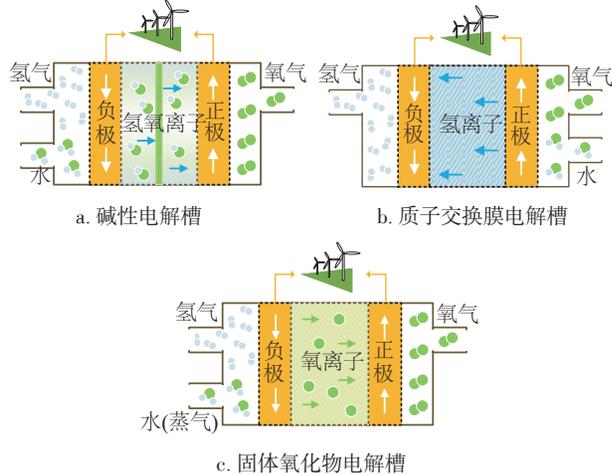


图1 3种电解槽结构图

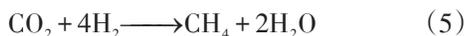
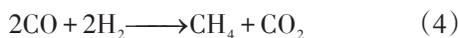
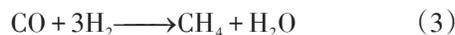
Fig. 1 Structure diagram of alkaline electrolyzer, proton exchange membrane electrolyzer and solid oxide electrolyzer

1.2 合成天然气

氢气在煤制天然气的工艺中,有不可替代的作用,现阶段除最传统的煤气化制甲烷工艺外,还有煤水蒸气催化法和煤加氢气化法。以煤加氢气化制备甲烷为例,其工艺过程是以氢气作为气化剂,煤和氢气在气化装置中反应转化为天然气,其反应式可简化表达为:



该工艺最大的特点在于煤与氢气在高温下反应,在制备天然气的同时,获得苯等芳香族油类化合物,此外,通过合成气制备天然气的过程中,氢气作为甲烷化反应的原料气体,将直接参与制备天然气的主要反应,即:



随着沼气科技技术的不断发展与推广,若能大量制备氢气,那么氢气与沼气池的结合,将大规模实现由电氢到天然气的转换。

1.3 混氢天然气

混氢天然气早在2004~2009年由欧洲NATURALHY项目进行了详细研究,天然气管网不仅为氢气提供大规模运输通道,且在其传输过程中损失较少,这使得在管网终端的氢气利用效率达90%以上^[8]。2010年荷兰对风电氢渗入当地天然气管网的研究表示,氢气混入天然气的体积分数可达12%^[9]。由法国环境与能源控制署赞助的GRHYD项目研究则表明,将混氢天然气供给加气站或民用,其混氢体积分数将高达20%^[10]。

混氢天然气的应用涉及交通燃料、民用清洁燃气、居民供暖等领域。以燃气管网为例,它主要用于居民日常供暖需求,若将氢气注入管网参与供热环节,将大大节省天然气。

2 具有电转气功能的电热联合系统

以混氢天然气为例,研究构建的具有电转气功能的电热联合系统模型的结构如图2所示。该系统涉及电网、区域供热网、天然气管网3种能量网络,包含风电机组(wind turbine, WT)、电解槽(electrolyzer)、热电联产机组(combined heat and power, CHP)、燃气锅炉(boiler)4部分。其中用户所需电能有3种来源,分别为以火电机组为主的上级电网、风电机组和热电联产机组,区域供热网的热能来源则分别为燃气锅炉(燃料包含天然气与弃风电量所制氢气2个部分)、热电联产机组。

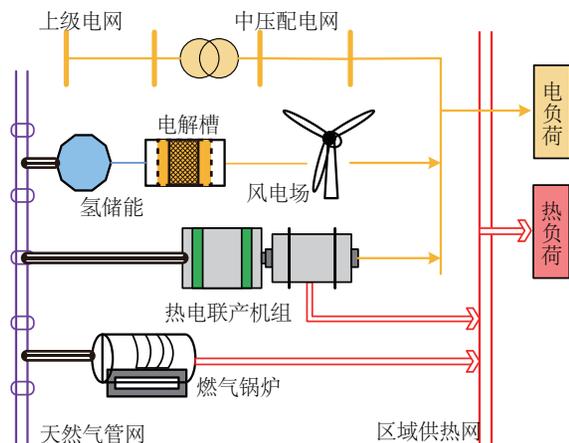


图2 具有电转气功能的电热联合系统

Fig. 2 Architecture diagram of combined power-heat system with P2G function

2.1 具有电转气功能的电热联合系统经济模型

2.1.1 目标函数

从节能减排角度出发,具有电转气功能的电热联合系统经济模型的目标是在满足系统运行条件下,对系统各单元进行优化,使联合系统的总煤耗最小,目标函数为:

$$\min \sum_{t=1}^T F_E(t) + F_{\text{CHP}}(t) + F_{\text{gas}}(t) \quad (6)$$

式中, $F_E(t)$ 、 $F_{\text{CHP}}(t)$ 、 $F_{\text{gas}}(t)$ ——火电机组、热电联产机组、锅炉燃烧天然气部分在时段 t 所消耗的一次能源折合标准煤量, kg。

$$\begin{cases} F_E(t) = 1000\rho_E \cdot P_E(t) \\ F_{\text{CHP}}(t) = 1000[\rho_e \cdot P_{\text{CHP}}(t) + \rho_h \cdot H_{\text{CHP}}(t)] \\ F_{\text{gas}}(t) = 1000\rho_{\text{Boiler}} \cdot H_{\text{gas}}(t) \end{cases} \quad (7)$$

式中, $P_E(t)$ ——上级电网在时段 t 向中压配电网输入的有功功率, MW; $F_{\text{CHP}}(t)$ 、 $H_{\text{CHP}}(t)$ ——热电联产机组在时段 t 的发电功率和产热功率, MW; $H_{\text{gas}}(t)$ ——混氢天然气中天然气部分在时段 t 的产热功率, MW; ρ_E ——火电机组供电的标煤折算系数; ρ_e 、 ρ_h ——热电联产机组供电、供热的标煤折算系数; ρ_{Boiler} ——燃气锅炉供热的标煤折算系数, 该折算系数根据国家统计局和相关文献整理, 具体如表 1 所示。

表 1 各单元每 kW 出力时所耗标煤量

Table 1 Standard coal consumption per kilowatt hour of each unit

kg/kW			
ρ_E	ρ_e	ρ_h	ρ_{Boiler}
0.404	0.379	0.113	0.142

2.1.2 约束条件

首先对于具有 n 节点的中压配电网, 在优化期间 T 内, 每一时刻都应保持总发电功率与用电负荷平衡, 满足电网潮流方程如式(8)、式(9)所示, 且网络中节点电压与支路功率应满足式(10)、式(11):

$$\sum [P_E(t) + P_{\text{CHP}}(t) + P_{\text{WT,gc}}(t)] = \sum P_{\text{Load}}(t) \quad (8)$$

$$\sum [Q_E(t) + Q_{\text{CHP}}(t) + Q_{\text{WT,gc}}(t)] = \sum Q_{\text{Load}}(t) \quad (9)$$

$$\forall i, j \in n, \forall t \in T$$

$$V_{i \cdot \min} \leq V_i \leq V_{i \cdot \max} \quad (10)$$

$$S_{1 \cdot \min} \leq S_1 \leq S_{1 \cdot \max} \quad (11)$$

式中, $P_{\text{WT,gc}}(t)$ 、 $Q_{\text{WT,gc}}(t)$ ——风电在时段 t 的并网有功功率, MW; $Q_{\text{WT,gc}}(t)$ 、 $Q_E(t)$ 、 $Q_{\text{CHP}}(t)$ ——并网风电、上级电网、热电联产机组在时段 t 向中压配电网输入的无功功率, Mvar; $P_{\text{Load}}(t)$ ——用户在时段 t 的用电有功负荷, MW; $Q_{\text{Load}}(t)$ ——用户在时段 t 的无功负荷, Mvar; V_i ——中压配电网的节点电压, KV; S_1 ——中压配电网的支路视在功率, MVA。

针对风电机组, 其发电功率应受到自身最大发电量限制:

$$P_{\text{WT}}(t) \leq P_{\text{WT,max}} \quad (12)$$

式中, $P_{\text{WT}}(t)$ ——风电在时段 t 发出的实际有功功率, MW。

单位时段 t 内弃风电量通过电解槽制氢量为:

$$m_{\text{H}_2}(t) = 1000P_{\text{WT,ab}}(t) \cdot \eta_F \cdot g_{\text{H}_2} \quad (13)$$

式中, $P_{\text{WT,ab}}(t)$ ——风电机组在时段 t 内的弃风功率, MW。

$$P_{\text{WT,ab}}(t) = P_{\text{WT}}(t) - P_{\text{WT,gc}}(t) \quad (14)$$

式中, η_F ——电解槽效率; g_{H_2} ——单位电量制氢量, g/kW。

若取混氢体积分数最高为 20%, 则对于天然气管网单位时段 t 内氢气与天然气质量之比:

$$\frac{m_{\text{H}_2}(t) \cdot \rho_{\text{gas}}}{m_{\text{gas}}(t) \cdot \rho_{\text{H}_2}} \leq 20\% \quad (15)$$

式中, $m_{\text{gas}}(t)$ ——单位时段 t 内锅炉或热电联产机组消耗的天然气量, g; ρ_{gas} ——天然气密度, g/m³; ρ_{H_2} ——氢气密度, g/m³。

对于混入氢气天然气的天然气管网, 燃气锅炉产热可分为 2 部分, 氢气部分产热如式(16)所示, 天然气部分产热如式(17)所示。

$$H_{\text{H}_2}(t) = m_{\text{H}_2}(t) \cdot \frac{Q_{\text{V,H}_2}}{3.6 \times 10^6 M_r} \cdot \eta_{\text{Boiler}} \quad (16)$$

$$H_{\text{gas}}(t) = m_{\text{gas}}(t) \cdot \eta_{\text{Boiler}} \quad (17)$$

式中, η_{Boiler} ——燃气锅炉的效率; $Q_{\text{V,H}_2}$ ——氢气在所选环境下的燃烧热, kJ/mol; M_r ——氢气的相对分子质量。

燃气锅炉产热约束条件为:

$$H_{\text{Boiler,min}}(t) \leq H_{\text{Boiler}}(t) \leq H_{\text{Boiler,max}}(t) \quad (18)$$

式(18)的 $H_{\text{Boiler}}(t)$ 表达式如式(19)所示。

$$H_{\text{Boiler}}(t) = H_{\text{H}_2}(t) + H_{\text{gas}}(t) \quad (19)$$

热电联产机组其输出特性方程为:

$$P_{\text{CHP}}(t) = C_{\text{CHP}}(t) \cdot \eta_{e\text{-CHP}} \quad (20)$$

$$H_{\text{CHP}}(t) = C_{\text{CHP}}(t) \cdot \eta_{h\text{-CHP}} \quad (21)$$

$$C_{\text{CHP}}(t) = m_{\text{H}_2}(t) + m_{\text{gas}}(t) \quad (22)$$

式中, $C_{\text{CHP}}(t)$ ——热电联产机组在单位时段 t 内的耗气功率, MW; $\eta_{e\text{-CHP}}$ 、 $\eta_{h\text{-CHP}}$ ——热电联产机组的产电效率和产热效率。

热电联产机组自身的发电功率约束方程为:

$$P_{\text{CHP}\cdot\text{min}}(t) \leq P_{\text{CHP}}(t) \leq P_{\text{CHP}\cdot\text{max}}(t) \quad (23)$$

热电联产机组发电调度的增量变化还需受到其爬坡能力的限制:

$$-R\Delta t \leq P_{\text{CHP}}(t) - P_{\text{CHP}}(t-1) \leq R\Delta t \quad (24)$$

式中, $R\Delta t$ ——热电联产的爬坡能力, MW。

区域供热网需要满足热量供需平衡方程为:

$$\sum H_{\text{Load}}(t) \leq \sum [H_{\text{CHP}}(t) + H_{\text{Boiler}}(t)] \quad (25)$$

式中, $H_{\text{Load}}(t)$ ——用户在时段 t 内的热负荷, MW。

2.2 求解方法

该经济模型包含电热出力的非线性变量 x , 因此可将联合系统的优化模型简化表示为:

$$\min_x \{f(x) : s.t. h(x) = 0, g(x) \leq 0\} \quad (26)$$

针对上述模型, 采用粒子群算法^[11], 将待求的电热出力变量 $x = (x_1, x_2, \dots, x_i)$ 看成二维平面中 i 个无质量体积的微粒, 其自身有相应位置 s 及飞行速度 v , 经过初始化后, 在每次迭代中, 此 i 个粒子通过追踪个体最优值和全局最优值来更新自己, 直至满足目标最优, 在找到这个最优值前, 粒子通过以下公式来更新自己的速度和新位置:

$$v_i(t+1) = \omega v_i(t) + c_1 \text{rand}_1 [p_1 - x_i(t)] + c_2 \text{rand}_2 [p_2 - x_i(t)] \quad (27)$$

$$s_i(t+1) = s_i(t) + v_i(t+1) \quad (28)$$

式中, ω ——惯性权重; c_1 、 c_2 ——学习因子; rand_1 、 rand_2 ——0~1 之间的随机数; p_1 、 p_2 ——个体极值, 一般取 0~1 之间。

3 仿真验证

以 UK-22 节点系统为例, 对本文提出的电热联合系统经济模型经济性量化评估进行数字仿真分

析。UK-22 节点系统结构如图 3 所示, 仿真数据详见文献[12]。

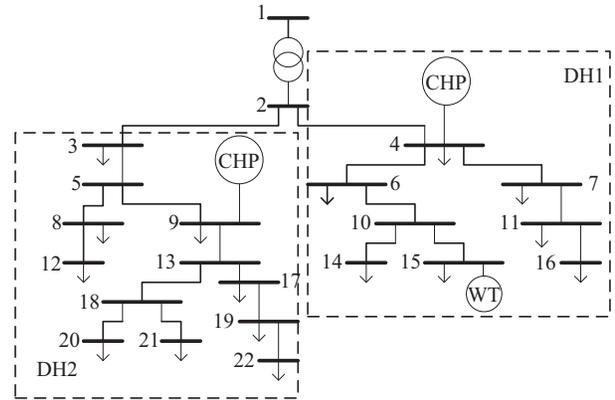


图3 22节点中压配电网与两区域供热网耦合系统拓扑图

Fig. 3 22-bus Medium voltage network, DH1 and DH2

典型冬季风电出力和日电、热负荷如图 4 所示。为验证通过混氢天然气途径所构建的基于风-氢的电转气模型在提高能源利用率和节能减排方面的优势, 联合系统经济模型优化期间将 2 种北方供暖期常见的运行模式进行仿真。

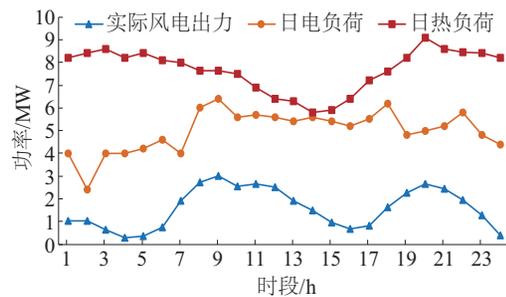


图4 实际风电出力及日电热负荷

Fig. 4 Daily profile for wind power, electric and thermal loads

模式 1: 采用热电分产模式满足联合系统的电热负荷需求, 弃风电量经制氢装备生产氢气, 经储氢设备并入气网, 燃气锅炉通过气网对区域供热网供电, 风电与火电满足用电负荷。

模式 2: 采用热电联产模式满足联合系统的电热负荷需求, 弃风电量经制氢装备生产氢气, 经储氢设备并入气网, 由热电联产机组通过气网对热网及电网进行供热供电, 风电火电辅助满足用户需求。

不同模式下, 采用粒子群算法求解出模型中各单元的最优出力及煤耗成本。模式 1 热电分产的

优化结果如图 5、图 6 所示,模式 2 热电联产的优化结果如图 7、图 8 所示,2 种模式下的标准煤耗如图 9 所示,其煤耗详细数据见表 2。

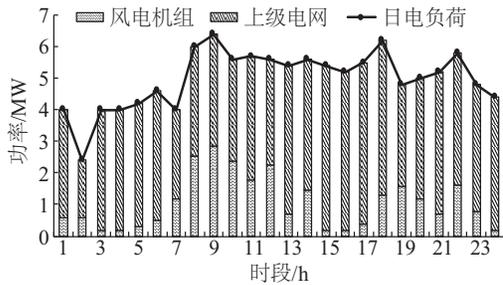


图5 模式1下的各个单元电出力

Fig. 5 Operation of Mode 1 power generation

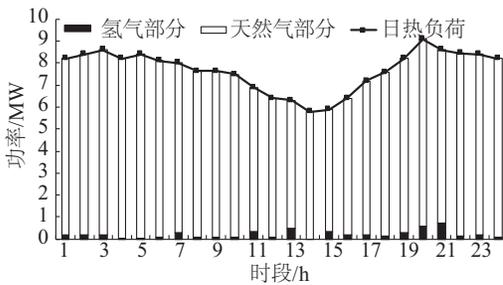


图6 模式1下的各个单元热出力

Fig. 6 Operation of Mode 1 thermal generation

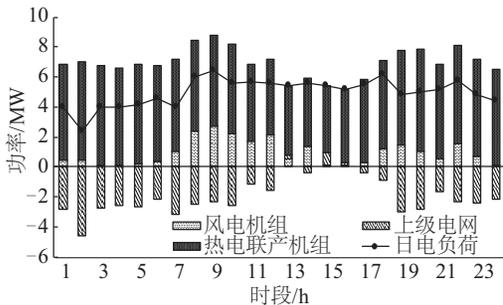


图7 模式2下的各个单元电出力

Fig. 7 Operation of Mode 2 power generation

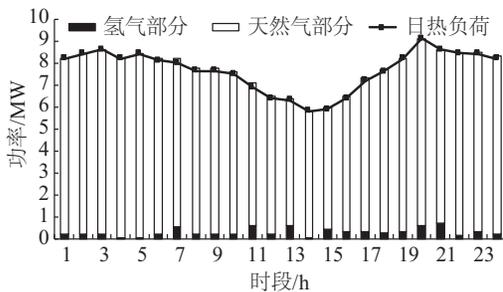


图8 模式2下的各个单元热出力

Fig. 8 Operation of Mode 2 thermal generation

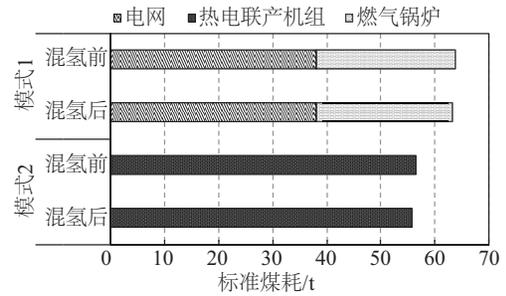


图9 2种模式下标准煤耗量

Fig. 9 Standard coal consumption of two modes

表2 2种模式下的标准煤耗

Table 2 Parameter of standard coal consumption of two modes

模式	情况	上级电网	热电联产机组	燃气锅炉	总计
1	混氢前	38.05	0	25.78	63.83
	混氢后	38.05	0	25.10	63.15
2	混氢前	0.237	56.24	0	56.477
	混氢后	0.056	55.78	0	55.836

根据仿真结果进行潜能分析:

1)从供热方面比较:对于混氢天然气的利用,模式 2 比模式 1 的氢气供热部分略有提高(图 6、图 8),这是由于热电联产“以热定电”的运行方式,导致热电联产机组在供热的时候其供电不可调度,使得风电的并网容量削减,弃风电量增加,进而每时段通过风电电解混入气网的氢量增加。

2)从煤耗方面比较:对于同一电热生产模式,混氢后的煤耗量更低(图 9、表 2),这说明基于风-氢的电转气以混氢天然气方式应用于能源供应网中,比传统气网能源供应方式更具有节能效益。由国家能源局发布的数据显示,2015 年上半年,全国弃风电量达 175 亿 kWh,而据相关文献记载风氢转化效率目前不超过 40%,若将该弃风电量投入电解制氢生产,理论上将获得 19.58 亿 m³ 氢气,同热量下可换算为 54.14 亿 m³ 天然气,同时减少同体积天然气燃烧所排放的二氧化碳共 1021 万 t,节省同热量下可换算的标准煤共 6574 万 t,可见其经济环保效益。

3)从能源利用率方面:在本文所选的仿真小型系统中,对于未耦合电转气环节前的联合系统,其

平均弃风率为 20%, 而将电转气环节加入联合系统中时, 所有过剩风电几乎可全部用于制氢, 因此弃风率接近 0, 能源利用效率明显提高。但是对于实际系统, 由于储氢技术和设备的限制, 以及考虑到热网自身热惯性的热负荷与弃风电量的匹配关系, 要充分激发电转气的潜能, 达到电转气环节与电热系统紧密耦合、实现协同调度, 仍待进一步研究与讨论^[13, 14]。

4 结 论

本文提出具有电转气功能的电热联合系统经济模型, 并结合具体实例, 在 2 种常见的电热生产模式下, 将所提联合系统模型与传统单一燃气能源供应形式进行经济性比较, 仿真结果分析表明:

1) 具有电转气功能的电热联合系统通过电解水制氢储能, 将氢气作为清洁能源融入现有燃气供应网络, 实现电力能源到燃气的互补转化, 不仅可提供高品质的电力输出, 还能提供节能环保的二次能源——氢能, 同时也为解决电力系统风电消纳问题提供新途径。

2) 本文提出基于双域动态最优潮流气电热联合系统经济模型, 模拟多能源供应网络的正常运行并进行优化, 在考虑电、热负荷能量约束的同时, 具有更好的运行效益和可用灵活性。

3) 与传统气网能源供应模式相比, 本文所提具有电转气功能的电热联合系统煤耗更低, 在降低一次能源消耗的同时, 提高经济环保效益。

[参考文献]

- [1] 康重庆, 贾文昭, 徐乾耀, 等. 考虑网络安全约束的实时风电消纳能力评估[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(16): 23—29.
- [1] Kang Chongqing, Jia Wenzhao, Xu Qian Yao, et al. Capability evaluation of wind power accommodation considering security constraints of power grid in real-time dispatch [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(16): 23—29.
- [2] 张 勇, 肖 建, 迟永宁, 等. 基于机组调峰能力的电力系统风电接纳能力研究[J]. 太阳能学报, 2014, 35(6): 998—1103.
- [2] Zhang Yong, Xiao Jian, Chi Yongning, et al. Large-scale integration of wind power into the existing Chinese energy system [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2014, 35(6): 998—1103.
- [3] Liu W, Lund H, Mathiesen B V. Large-scale integration of wind power into the existing Chinese energy system [J]. Energy, 2011, 36(8): 4753—4760.
- [4] Harrison K W, Kroposki B, Pink C. Characterizing electrolyzer performance for use in wind energy applications [J]. Wind Energy, 2011, 8(2): 7—8.
- [5] 徐 飞, 闵 勇, 陈 磊, 等. 包含大容量储存的电热联合系统[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(29): 5063—5072.
- [5] Xu Fei, Min Yong, Chen Lei, et al. Combined electricity-heat operation system containing large capacity thermal energy storage [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(29): 5063—5072.
- [6] Lu J, Zahedi A, Yang C, et al. Building the hydrogen economy in China: Drivers, resources and technologies [J]. Renewable and Sustainable Energy Review, 2013, 23(16): 543—556.
- [7] Li Zhigang, Wu Wenchuan. Combined heat and power dispatch considering pipeline energy storage of district heating network [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, 7(1): 12—22.
- [8] Gahleitner G. Hydrogen from renewable electricity : An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2013, 38(5): 2039—2061.
- [9] Dries H, William D. The use of the natural-gas pipeline in fracture for hydrogen transport in a changing market structure [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2007, 32(10): 1381—1386.
- [10] Anon. Mephy energy role in French power-to-gas GRHYD programmer [N]. Fuel Cells Bulletin, 2014.
- [11] 高孝天, 凌志斌, 郭海峰, 等. 基于粒子群优化的风储配合控制策略研究 [J]. 太阳能学报, 2014, 35(11): 2249—2256.
- [11] Gao Xiaotian, Ling Zhibin, Guo Haifeng, et al. Control strategies for wind farm with battery energy storage based on particle swarm optimization [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2014, 35(11): 2249—2256.
- [12] Saint-Pierre A, Mancarella P. Integrated electricity and heat active network management [J]. IEEE: Power Systems Computation Conference, 2016, 28(2): 1—7.
- [13] Chen X. Increasing the flexibility of combined heat and power for wind power integration in China: Modeling and implications [J]. IEEE Transactions on Power System, 2011, 30(4): 1847—1857.

- [14] Moeini-aghtaie M, Abbaspour A, Fotuhi-firuabad M, et al. A decomposed solution to multiple energy carriers optimal power flow [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(2): 707—716.

ECONOMIC PERFORMANCE ANALYSIS OF MODEL OF COMBINED GAS-HEAT-POWER SYSTEM BASED ON WIND-HYDROGEN

Cai Guowei¹, Xi Yufei¹, Yang Deyou¹, Zhang Mingyu²

(1. School of Electrical Engineering, Northeast Dianli University, Jilin 132012, China;

2. Jilin Electric Co., Ltd, Maintenance Branch, Changchun 130021, China)

Abstract: In order to reduce the abandoned wind power and improve the utilization efficiency of wind energy, the heat and combined heat and power system with the function of P2G is considered to be a new form of renewable energy utilization. In this paper, an economic model for combined heat and power system based on a dual-horizon dynamic AC optimal power flow is presented. The model proves the above application form of economic benefits. The model based on the particle swarm algorithm is utilized mean while to obtain the standard coal consumption and operation modes of the microsourses in the scheduling period, and then compare the model with two traditional single forms of gas supply. Finally, the simulation results of the UK-22 node system show that P2G has great economic benefits in energy utilization and energy-saving and emission-reduction.

Keywords: power to gas; hydrogen storage; wind power; HCNG; combined heat and power