

# 考虑电转气精细化模型的气电联合微网 日前优化调度

赵有林, 邱晓燕, 赵长枢, 张浩禹, 张楷, 李凌昊

(四川大学 电气工程学院, 四川 成都 610065)

**摘要:**针对目前电转气系统运行过程中能耗大、效率低以及调度结果与实际运行过程存在较大偏差等问题,将电转气过程精细化分为电转氢和氢气甲烷化两个环节,根据甲烷化启停过程的耗时耗能特性构建了甲烷化环节启动模型和运行模型。然后将电转气精细化模型应用于气电联合微网,建立以运行成本最小为目标的微网日前优化调度模型,并运用遗传算法求解。仿真结果表明,所建模型能够实现对电转气系统的高效利用,提高了调度结果的准确性,并且能优化机组出力,保证微网运行的经济性。

**关键词:**电转气精细化;甲烷化环节启动;气电联合;微网;优化调度

**中图分类号:** TM73 **文献标识码:** A **DOI:** 10.19457/j.1001-2095.dqed21247

## Day Ahead Optimal Scheduling of Microgrid in Gas-Electricity Combined System Considering Refined Model of Power to Gas

ZHAO Youlin, QIU Xiaoyan, ZHAO Changshu, ZHANG Haoyu, ZHANG Kai, LI Linghao

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

**Abstract:** Due to large energy consumption, low efficiency, and great difference between the scheduling result and the actual situation during the current operation of the power to gas (P2G) system, the power to gas was refined into two parts: power to hydrogen and hydrogen to methanation. According to the time-consuming and energy-consuming characteristics of the methanation start-stop pattern, a methanation link startup model and an operation model were constructed and the power to gas refinement model was applied to the combined gas-electric microgrid. A microgrid optimized scheduling model with the goal of minimizing operating costs was established and solved by genetic algorithm. The simulation results indicate that the model established can realize the efficiency of power to gas system, improve the accuracy of the scheduling results, and optimize the economical operation of the microgrid.

**Key words:** refined model of power to gas; methanation link startup; combined gas-electric; microgrid; optimal dispatch

随着全球环境污染及能源短缺问题的加剧,可再生能源的发展受到越来越多的重视,我国提出在2030年可再生能源达到一次能源消费比重的20%,预计风电消费比重将达到10%<sup>[1]</sup>。但是由于风电出力随机性大、波动性强及电网建设不同步等原因使得目前弃风现象较为严重,因此大规模、高比例风电的建设发展进入瓶颈期。在风电场投建电转气(power to gas, P2G)系统,将过剩的风电转化成天然气存储在气网中,

为大规模、高比例风电的消纳提供了新途径<sup>[2]</sup>。目前,有关P2G消纳新能源发电的研究已经逐步展开:文献[3]利用P2G技术和燃气轮机解决了电-气综合能源系统净负荷削峰填谷问题,但只考虑了燃气轮机电出力,忽略了热出力;文献[4]对P2G消纳风电的效益进行了分析,但并未考虑机组出力的爬坡功率约束,使调度结果出现偏差;文献[5]从促进风电调度方面对P2G进行研究,但对P2G系统的建模比较粗略;文献[6]将

**基金项目:**四川省科技厅重点研发项目(2017FZ0103)

**作者简介:**赵有林(1993—),男,硕士研究生,Email:1716388269@qq.com

P2G应用于微网,验证了P2G有利于改善微网中的弃风现象,文中虽然分析了电转氢的优势,但研究过程仍只考虑将风电转化成甲烷存储在气网中,使得P2G应用于微网时能量损失过大;文献[7]评估了P2G在微网系统负荷低谷时期对可再生能源的消纳能力,但其将氢气直接注入到天然气网,没有考虑氢气对天然气管道造成的危害。上述文献都证明了P2G有利于风电的消纳,但只将P2G设备看成是能量型储能<sup>[8]</sup>,即将风电直接转化成甲烷存储到天然气网中,虽然存储容量大,但是转化效率低、能量损失大且经济性差。

鉴于此,文献[9-10]将P2G分为电转氢和氢气甲烷化两个过程进行研究,形成电-氢-电高效型储能和电-天然气-电能量型储能两种模式。但是对甲烷化环节处理过于简单,并未考虑启停过程。实际上甲烷化启停过程中存在冷、热启动和长、短期停车多个状态,各状态相互转化的时间达到h级<sup>[11-12]</sup>,所以这种方法难以保障调度结果的准确性。

因此,本文在把P2G过程精细化为电转氢和氢气甲烷化两个环节的基础上,考虑了甲烷化环节短期停车至热启动过程的耗时耗能特性,建立了甲烷化环节的启动模型和运行模型。基于上述模型提出了气电联合微网的前日优化调度方法,并考虑了机组出力的爬坡功率约束,以期促进风电消纳,提高电转气设备的利用率,优化气电联合微网的机组出力。

## 1 气电联合微网能量流动及P2G精细化建模

### 1.1 微网结构及能量流动

将P2G精细化为电转氢和氢气甲烷化两个环节,其中电转氢环节运行成本低、转化效率高(75%~80%),但存储容量有限。甲烷化环节运行成本高,将电转化成甲烷能量损失大、效率低(55%~60%),但转化成的天然气可以存储在天然气网中,存储容量大。当微网中配备的高压储氢罐能够存储由盈余风电转化的氢气时,只需启用电转氢环节消纳风电,否则就要启动甲烷化环节将盈余风电产生的氢气转化成天然气存储在天然气网之中。当微网出现电功率缺额时,开启氢氧燃料电池和燃气轮机为微网供电。这样就分别构成了电-氢-电高效型闭环流动圈和电-天然

气-电能量型闭环流动圈。微网结构及能量流动如图1所示。

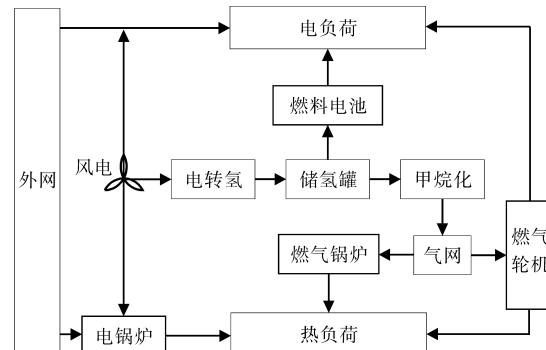


图1 气电联合微网能量流动图

Fig.1 Energy flow diagram of microgrid in gas-electricity combined system

### 1.2 P2G精细化建模

#### 1.2.1 电转氢模型

电转氢环节即利用盈余风电将电解槽中的水电解产生氢气( $2\text{H}_2\text{O} \xrightarrow{\text{电解}} 2\text{H}_2 + \text{O}_2$ )。能量转换模型为

$$P_{\text{H}_2}^t = \eta_{\text{H}} \times P_{\text{H}_2\text{e}}^t \quad (1)$$

式中: $P_{\text{H}_2}^t$ 为 $t$ 时刻电解水制氢产生的氢功率; $\eta_{\text{H}}$ 为电解水制氢的效率; $P_{\text{H}_2\text{e}}^t$ 为 $t$ 时刻电解水过程消耗的电功率。

#### 1.2.2 储氢罐模型

电解水产生的氢气要经过压缩机加压存储在储氢罐中。储氢罐模型为

$$P_{\text{H}_{2\text{sto}}}^t = P_{\text{H}_{2\text{sto}}}^{t-1} + P_{\text{H}_{2\text{sto},\text{in}}}^t - P_{\text{H}_{2\text{sto},\text{out}}}^t \quad (2)$$

式中: $P_{\text{H}_{2\text{sto}}}^t$ 为 $t$ 时刻储氢罐存储的氢功率; $P_{\text{H}_{2\text{sto}}}^{t-1}$ 为 $t-1$ 时刻储氢罐存储的氢功率; $P_{\text{H}_{2\text{sto},\text{in}}}^t$ 为 $t$ 时刻注入储氢罐的氢功率; $P_{\text{H}_{2\text{sto},\text{out}}}^t$ 为 $t$ 时刻流出储氢罐的氢功率。

#### 1.2.3 氢气甲烷化模型

甲烷化环节即让氢气和二氧化碳通过催化反应生成甲烷( $\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \xrightarrow{\text{催化}} \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$ )。

甲烷化启停包含冷、热启动及长、短期停车多个状态,流程如图2所示。长期停车使甲烷化反应器内温度变化大,会造成催化剂失活,影响机组使用寿命,且冷启动过程耗时长、启动成本高。因此将甲烷化装置投入到微网运行后,若要停用甲烷化装置,只需通入氮气稍微降低反应器温度和压强使甲烷化装置处于短期停车状态;若要启用只需小幅提温提压使甲烷化环节热启动即可。

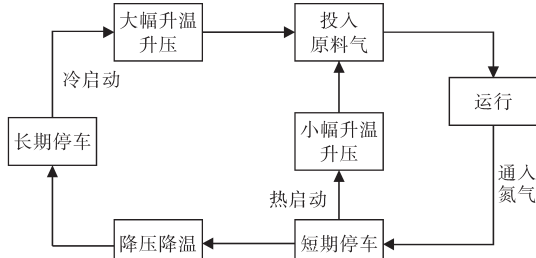


图2 甲烷化启停流程图

Fig.2 Start stop diagram of methanation

热启动过程中使甲烷化反应器温度和压力达到运行条件需要一定的时间,因此将甲烷化过程进一步精细化考虑耗时耗能的启动模型和运行模型。

1)考虑耗时耗能的启动模型如下:

$$\begin{bmatrix} P_{m,H} \\ P \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \lambda \\ \mu_t \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \sum_{t=t_0}^{t_1} m_{H,t} \\ \sum_{t=t_0}^{t_1} P_t \end{bmatrix} \quad (3)$$

式中: $P_{m,H}$ 为甲烷化反应的启动压强; $\lambda$ 为氢气注入甲烷化反应器的压缩系数; $m_{H,t}$ 为单位时间注入甲烷化反应器的氢气; $P$ 为甲烷化热启动耗能; $\mu_t$ 为(0,1)变量,甲烷化启动时为1,否则为0; $P_t$ 为单位时间对甲烷化反应器供能; $t_0, t_1$ 分别为甲烷化环节开启的时间和启动完成的时间。

2)运行模型如下:

$$P_{C, gas}^t = \eta_{C, gas} \times P_{H, gas}^t \quad (4)$$

式中: $P_{C, gas}^t$ 为 $t$ 时刻生成甲烷的功率; $\eta_{C, gas}$ 为氢气甲烷化的效率; $P_{H, gas}^t$ 为 $t$ 时刻注入甲烷化反应器的氢功率。

## 2 考虑P2G精细化的气电联合微网日前优化调度模型

在P2G精细化建模基础上,构建气电联合微网的日前优化调度模型,模型考虑了负荷供给成本、P2G运行成本、弃风成本和甲烷化售气收益。负荷供给成本包括从天然气网的购气费用和从主网的购电成本,其中从主网购电量要用电功率缺额减去氢氧燃料电池发电量。P2G运行成本包括电转氢的运行成本和甲烷化环节成本。

### 2.1 目标函数

以微网系统日运行成本最小为目标:

$$C_{min} = C_G + C_E + C_{P2G} + C_W - C_{CH_4} \quad (5)$$

式中: $C_G$ 为从气网的购气成本; $C_E$ 为从电网的购电成本; $C_{P2G}$ 为P2G设备运行成本; $C_W$ 为弃风成本; $C_{CH_4}$ 为将甲烷注入气网的售气收益。

式(5)中,各项成本计算如下式:

$$C_G = \sum_{t=1}^T c_G \times P_G^t \quad (6)$$

式中: $c_G$ 为天然气气价; $P_G^t$ 为 $t$ 时刻从天然气网的购气量; $T$ 为调度周期总时段。

$$C_E = \sum_{t=1}^T c_E^t \times (P_E^t - P_{HO}^t) \quad (7)$$

式中: $c_E^t$ 为分时电价; $P_E^t$ 为 $t$ 时刻的电功率缺额; $P_{HO}^t$ 为 $t$ 时刻氢氧燃料电池的发电功率。

$$C_{P2G} = C_{P2H} + C_{H2G} \quad (8)$$

式中: $C_{P2H}$ 为电转氢的运行成本; $C_{H2G}$ 为氢气甲烷化的成本。

$$C_{H2G} = C_0 + C_1 \times T_1 \quad (9)$$

$$C_0 = c_E^t \times (\mu_t \times \sum_{t=t_0}^{t_1} P_t + \sum_{t=t_0}^{t_1} m_{H,t} / \eta_H) \quad (10)$$

式中: $C_0$ 为热启动成本; $C_1$ 为甲烷化单位时间运行成本, $T_1$ 为甲烷化环节运行时间。

甲烷化环节是绝热的<sup>[13]</sup>,所以不考虑短期停车时的成本。

$$C_{CH_4} = c_G \times P_{CH_4}^t \quad (11)$$

式中: $P_{CH_4}^t$ 为 $t$ 时刻合成甲烷的体积。

### 2.2 约束条件

1)功率平衡约束。电能、热能、天然气功率平衡如下式:

$$P_E^t + P_W^t + P_{G,e}^t + P_{HO}^t = P_L^t + P_{P2H}^t + P_{EB,e}^t \quad (12)$$

$$P_{EB,h}^t + P_{GB}^t + P_{G,h}^t = P_{L,h}^t \quad (13)$$

$$P_S^t + P_{P2G,S}^t = P_{G,S}^t + P_{GB,S}^t + P_{L,S}^t \quad (14)$$

式中: $P_E^t$ 为 $t$ 时刻从外网的购电功率; $P_W^t$ 为 $t$ 时刻的风电功率; $P_{G,e}^t$ 为 $t$ 时刻燃气轮机的发电功率; $P_{HO}^t$ 为 $t$ 时刻氢氧燃料电池的发电功率; $P_L^t$ 为 $t$ 时刻的电负荷; $P_{P2H}^t$ 为 $t$ 时刻电转氢的功率; $P_{EB,e}^t$ 为 $t$ 时刻电热锅炉耗电功率; $P_{EB,h}^t$ 为 $t$ 时刻电锅炉产热功率; $P_{GB}^t$ 为 $t$ 时刻燃气锅炉产热功率; $P_{G,h}^t$ 为 $t$ 时刻燃气轮机产热功率; $P_{L,h}^t$ 为 $t$ 时刻热负荷; $P_S^t$ 为 $t$ 时刻气源点出气量; $P_{P2G,S}^t$ 为 $t$ 时刻P2G设备产气量; $P_{G,S}^t$ 为 $t$ 时刻燃气轮机耗气量; $P_{GB,S}^t$ 为 $t$ 时刻燃气锅炉耗气量; $P_{L,S}^t$ 为 $t$ 时刻气负荷。

2)机组出力约束如下:

$$P_{EB,min} \leq P_{EB}^t \leq P_{EB,max} \quad (15)$$

$$\Delta P_{EB,down} \leq P_{EB}^t - P_{EB}^{t-1} \leq \Delta P_{EB,up} \quad (16)$$

式中: $P_{EB,max}, P_{EB,min}$ 分别为电锅炉出力的上、下限; $\Delta P_{EB,up}, \Delta P_{EB,down}$ 分别为电锅炉的上、下坡速率。

$$P_{GB,min} \leq P_{GB}^t \leq P_{GB,max} \quad (17)$$

$$\Delta P_{GB,down} \leq P_{GB}^t - P_{GB}^{t-1} \leq \Delta P_{GB,up} \quad (18)$$

式中: $P_{GB,max}, P_{GB,min}$ 分别为燃气锅炉出力的上、下限;

$\Delta P_{GB,up}, \Delta P_{GB,down}$  分别为燃气锅炉的上、下坡速率。

$$P_{G,min} \leq P_G^t \leq P_{G,max} \quad (19)$$

$$\Delta P_{G,down} \leq P_G^t - P_G^{t-1} \leq \Delta P_{G,up} \quad (20)$$

式中:  $P_{G,max}, P_{G,min}$  分别为燃气轮机出力的上、下限;

$\Delta P_{G,up}, \Delta P_{G,down}$  分别为燃气轮机的上、下坡速率。

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

$$\Delta P_{HO,down} \leq P_{HO}^t - P_{HO}^{t-1} \leq \Delta P_{HO,up} \quad (22)$$

式中:  $P_{HO,max}, P_{HO,min}$  分别为氢氧燃料电池出力的上、下限;  $\Delta P_{HO,up}, \Delta P_{HO,down}$  分别为氢氧燃料电池的上、下坡速率。

$$\begin{cases} P_{P2H,min} \leq P_{P2H}^t \leq P_{P2H,max} \\ P_{H2G,min} \leq P_{H2G}^t \leq P_{H2G,max} \end{cases} \quad (23)$$

式中:  $P_{P2H,max}, P_{P2H,min}$  分别为电转氢过程出力的上、下限;  $P_{H2G,max}, P_{H2G,min}$  分别为氢气甲烷化过程设备出力的上、下限。

3) 储氢罐约束如下:

$$E_{H,min} \leq E_H^t + E_{P2H}^t - E_{H2G}^t - E_{HO}^t \leq E_{H,max} \quad (24)$$

式中:  $E_H^t$  为  $t$  时刻储氢罐储氢量;  $E_{P2H}^t$  为  $t$  时刻电解水产氢量;  $E_{H2G}^t$  为  $t$  时刻甲烷化耗氢量;  $E_{HO}^t$  为  $t$  时刻氢氧燃料电池耗氢量;  $E_{H,max}, E_{H,min}$  分别为储氢罐容量的上、下限。

### 2.3 模型求解

文中将日前优化调度模型的求解过程分为求解甲烷化启停时间和发电机组有功出力两部分,然后采用遗传算法求解,流程如图3所示。

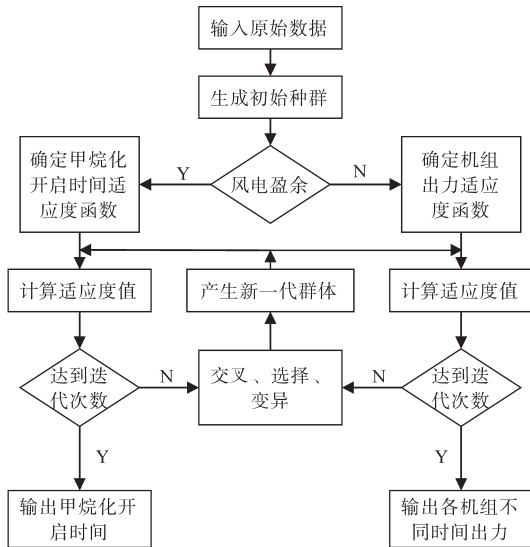


图3 遗传算法求解流程图

Fig.3 Genetic algorithm solving flow chart

### 3 算例分析

P2G 消纳风电产生的天然气需存储在气网中,气网也要向燃气轮机提供天然气来供给电负

荷,所以虽未对气负荷进行分析,但还是以图4所示的气电联合微网为基础进行仿真计算,来验证文中所建模型的有效性。

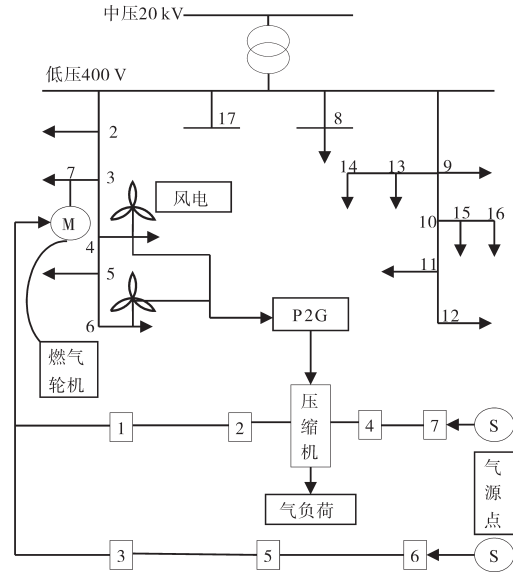


图4 气电联合微网结构图

Fig.4 Microgrid structure of gas-electricity combined

调度周期  $T$  取 24 h, 时间间隔为 1 h。其中,分时电价如表1所示;天然气气价 3.46 元/ $m^3$ ;电转氢运行成本 0.16 元/( $kW \cdot h$ ), 甲烷化环节运行成本 0.4 元/( $kW \cdot h$ ), 电转氢效率 0.8, 甲烷化效率 0.75, 甲烷化环节启动过程耗能 34  $kW \cdot h$ , 耗氢 20  $m^3$ [11];弃风成本 3 元/( $kW \cdot h$ );燃气轮机热效率 0.4, 电效率为 0.37;燃气锅炉额定功率为 100 kW, 效率为 0.9;电锅炉额定功率 70 kW, 效率为 0.9。

表1 分时电价

Tab.1 Prices of electric at different time

| 时段 | 时间段                                 | 电价/元/( $kW \cdot h$ ) |
|----|-------------------------------------|-----------------------|
| 峰  | 11:00—15:00, 19:00—22:00            | 0.9                   |
| 谷  | 3:00—6:00                           | 0.4                   |
| 平  | 23:00—2:00, 7:00—10:00, 18:00—21:00 | 0.6                   |

风电出力、电负荷及热负荷原始数据曲线如图5所示。

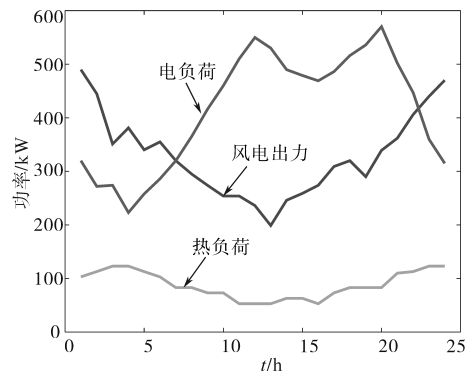


图5 原始数据曲线

Fig.5 Raw data curves

为分析考虑甲烷化启停过程的P2G设备精细化模型在调度过程中的经济性和准确性,设定了4个方案进行对比:

方案1:不投入P2G设备;

方案2:投入P2G设备,不考虑P2G精细化模型;

方案3:投入P2G设备,考虑P2G精细化模型,不考虑甲烷化启停过程;

方案4:投入P2G设备,考虑P2G精细化模型,考虑甲烷化启停过程。

4种方案各环节的成本如表2所示。

表2 不同方案下成本对比

Tab.2 Cost comparison under different schemes

| 方案 | $C_c/\text{元}$ | $C_e/\text{元}$ | $C_w/\text{元}$ | $C_{P2G}/\text{元}$ | $C_{CH_4}/\text{元}$ | $C_{\text{min}}/\text{元}$ |
|----|----------------|----------------|----------------|--------------------|---------------------|---------------------------|
| 1  | 1 248.44       | 2 563.20       | 1 215          | 0                  | 0                   | 5 026.64                  |
| 2  | 1 248.44       | 2 563.20       | 87             | 210.56             | 180.48              | 3 928.72                  |
| 3  | 1 248.44       | 2 455.20       | 0              | 122.40             | 130.57              | 3 695.47                  |
| 4  | 1 248.44       | 2 455.20       | 0              | 146.41             | 92.16               | 3 757.89                  |

由表2可知方案2、方案3和方案4的弃风成本都很低,总成本相较于方案1分别降低了21.84%,26.48%和25.24%。由此可以得出P2G设备的引入能够有效提高微网对风电的消纳能力和微网运行的经济性。

下面根据表2和各设备有功出力优化结果,对不同方案造成调度结果的差异进行分析。方案1各设备的出力情况如图6和图7所示。

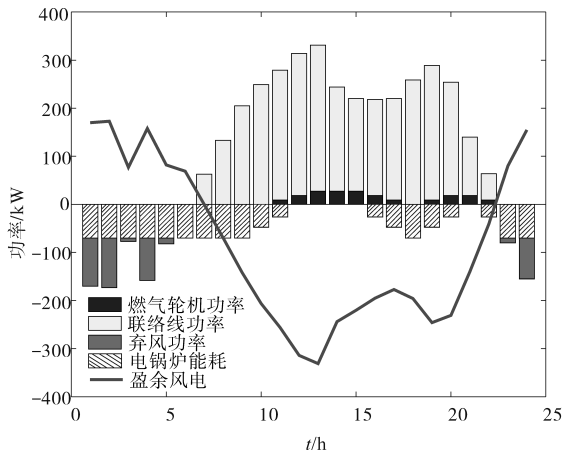


图6 方案1各设备电出力

Fig.6 Electric output of equipment in scheme 1

由图6和图7可知:1:00—6:00和23:00—24:00两个时段盈余风电为正,联络线上无功率交换,主要由电锅炉对风电进行消纳,由于场景一没有配置P2G设备,所以多余风电只能弃掉,从而造成弃风成本比较大,达到了1 215元。此时热负荷较高,电锅炉满额出力仍不能满足热负荷需求,由于燃气轮机在产热的同时也要发电,

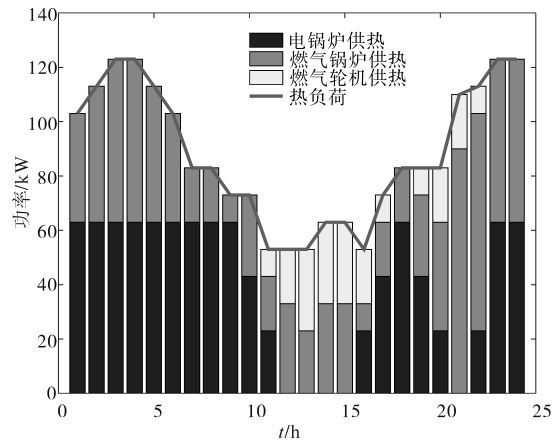
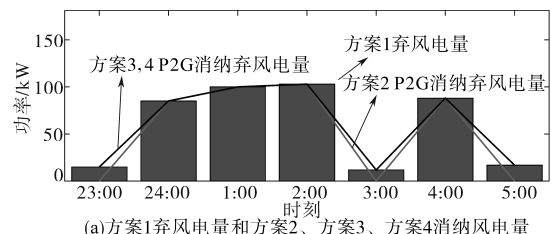


图7 方案1各设备热出力

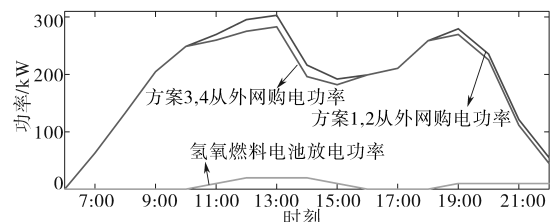
Fig.7 Thermal output of equipment in scheme 1

会导致微网接纳风电的空间变小,从而加剧弃风现象,所以热负荷缺额由燃气锅炉补充。7:00—10:00时段盈余风电开始为负,此时分时电价低于燃气轮机的发电成本,故优先从外网购电来满足电功率缺额,热负荷也优先由电锅炉提供。在11:00—15:00和19:00—22:00两个时段分时电价高于燃气轮机发电成本,所以优先考虑燃气轮机供电,由于爬坡功率的限制,只能逐渐增加燃气轮机发电量,电功率缺额仍要从外网购电来补充。电锅炉由于爬坡功率的限制,也只能逐渐减少其热功率,余下热负荷由燃气轮机和燃气锅炉提供。16:00—18:00时段分时电价低于燃气轮机发电成本,由于燃气轮机爬坡功率和电锅炉爬坡功率的限制,只能逐渐减少燃气轮机出力,逐渐增加电锅炉出力。从而得出方案1中各有功电源和设备在24 h内的运行策略。

根据4种方案在弃风消纳和从外网购电的差异对4种方案做详细对比,差异图如图8所示。



(a)方案1弃风电量和方案2、方案3、方案4消纳风电量



(b)氢燃料电池放电功率和四种方案从外网购电功率

图8 4种方案差异图

Fig.8 Difference chart of four schemes

方案2相较于方案1投运了P2G设备,因此方案2可以将方案1在1:00—5:00和23:00—24:00两个时段的弃风功率转化成天然气进行存储,从而使弃风成本仅为87元。由于氢气甲烷化过程有最低耗氢量<sup>[4]</sup>,而3:00,5:00和23:00的弃风量较少,盈余风电转化的氢气不足以满足甲烷化耗氢,需要额外购电,可见启用P2G设备消纳风电并不具备经济性,所以此时仍会有少量弃风。

方案3和方案4将P2G精细化为电转氢和甲烷化两个环节,由于电解槽有快速的启停能力,负荷变化可以从0至100%<sup>[15]</sup>,所以电转氢能够对3:00,5:00和23:00少量的盈余风电进行消纳,见图8。另外P2G精细化使得中间过程有氢气的存储,所以在11:00—15:00和19:00—22:00两个分时电价高的时段引入氢氧燃料电池补充发电,从而使购电成本降低了108元。因为氢氧燃料电池爬坡和滑坡功率的限制,所以氢氧燃料电池出力也只能逐步增加和减少。由于精细化过程不再让盈余电量全都转化成甲烷,所以甲烷产量减少,售气收益降低。

根据方案3和方案4电转气精细化出力的情况如图9和图10所示,进一步分析甲烷化环节启停对电转气出力的影响。

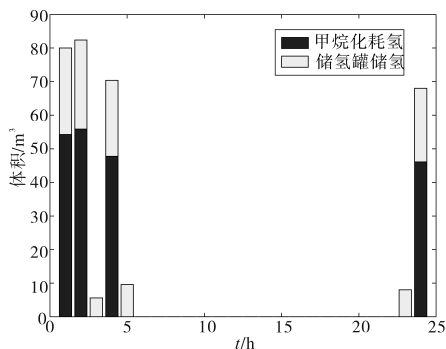


图9 方案3电转气精细化出力

Fig.9 Refined output of power to gas in scheme 3

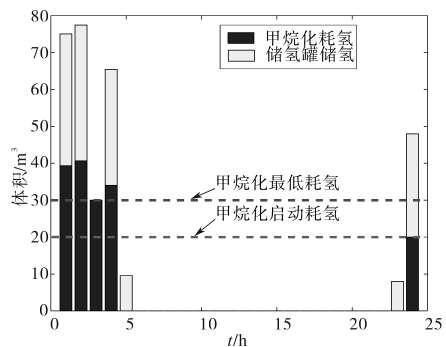


图10 方案4电转气精细化出力

Fig.10 Refined output of power to gas in scheme 4

由图9和图10可知:方案4甲烷化环节在24:00开启,在1:00启动完成,然后一直运行到5:00关停;而方案3甲烷化环节在3:00多启停一次。这是由于方案3不考虑甲烷化启停过程,当弃风电量较少时直接停运,由电转氢对风电进行消纳。而方案4考虑了甲烷化启停过程的耗时耗能特性,为了满足经济性,在3:00仍继续使甲烷化装置运行。因为甲烷化环节难以实现即时启停,所以采用方案3的调度方法会在实际操作中出现偏差。

另外,方案4甲烷化装置热启动过程中需要耗能耗氢,所以在24:00需要一部分风电用于甲烷化环节启动。在运行过程中存在最低耗氢量,所以在3:00需要从储氢罐中补充甲烷化反应所需的氢气。所以方案4中用于电转氢的风电和用于甲烷化反应的氢气相对较少,使得方案4成本比方案3多62.42元。

方案3和方案4中储氢罐内氢气体积变化如图11所示。

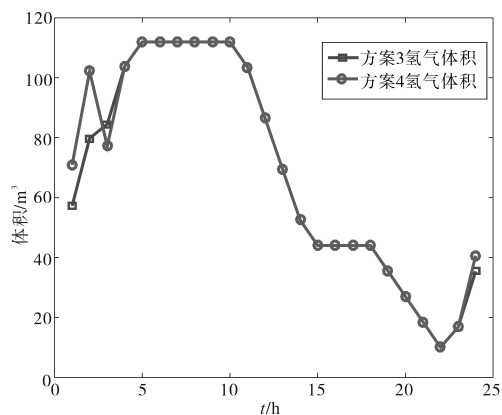


图11 储氢罐内氢气体积变化

Fig.11 Hydrogen volume change in hydrogen storage tank

由图11可知,随着电转氢的运行(23:00—5:00),储氢罐内的储氢量在逐渐增加。方案4由于3:00盈余风电产氢量不足以维持甲烷化设备运行,所以需要消耗储氢罐内的氢气,使得3:00储氢罐内的氢气减少。电负荷高峰时段需要氢氧燃料电池发电来减少系统的运行成本,所以在(11:00—15:00,19:00—22:00)储氢罐内的储氢量在逐渐减少,直至降到储氢罐内氢气容量下限( $10\text{ m}^3$ )。

## 4 结论

本文将P2G与高风电渗透率微网相结合,在考虑甲烷化启动过程耗时耗能特性构建P2G精细化模型的基础上,提出了气电联合微网的前

优化调度方法。在算例分析中通过对不同方案进行对比得出:

1)对P2G的精细化建模提高了P2G过程的运行效率和对风电的消纳能力,降低了P2G运行成本,实现了对P2G系统的高效利用。

2)考虑甲烷化启动过程的耗时耗能特性,使调度方法符合实际操作规程,提高了调度结果的准确性。

3)日前优化调度方法能够优化机组出力,保证微网系统运行的经济性。

#### 参考文献

- [1] 谢国辉,王跃峰.未来我国新能源如何科学发展[N].国家电网报,2019-11-12(008).
- [2] Chen Z X, Zhang Y J, Ji T Y, *et al.* Coordinated optimal dispatch and market equilibrium of integrated electric power and natural gas networks with P2G embedded [J]. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2018, 6(3): 495-508.
- [3] 卫志农,张思德,孙国强,等.计及电转气的电-气互联综合能源系统削峰填谷研究[J].*中国电机工程学报*, 2017, 37(16):4601-4609.
- [4] 李杨,刘伟佳,赵俊华,等.含电转气的电-气-热系统协同调度与消纳风电效益分析[J].*电网技术*, 2016, 40(12):3680-3689.
- [5] Guandalini G, Campanari S, Romano M C. Power-to-gas plants and gas turbines for improved wind energy dispatchability: energy and economic assessment[J]. *Applied Energy*, 2015(147): 117-130.
- [6] 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):3067-3077.
- [7] Alkano D, Kuiper I, Scherpen J M A. Distributed MPC for power-to-gas facilities embedded in the energy grids [C]//*Proceedings of European Control Conference*. Linz: Institute of Electrical and Electronic Engineers, 2015: 1474-1479.
- [8] Belderbos A, Delarue E, D'haeseleer W. Possible role of power-to-gas in future energy systems[C]//*Proceedings of the 2015 12th International Conference on the European Energy Market*. Lisbon, Portugal: Institute of Electrical and Electronic Engineers, 2015: 1-5.
- [9] 刘继春,周春燕,高红均,等.考虑氢能-天然气混合储能的电-气综合能源微网日前经济调度优化[J].*电网技术*, 2018, 42(1):170-178.
- [10] 朱兰,王吉,唐陇军,等.计及电转气精细化模型的综合能源系统鲁棒随机优化调度[J].*电网技术*, 2019, 43(1):116-126.
- [11] 余娟,时权妍,杨知方,等.考虑电解水与甲烷化运行特性的电转气系统日前调度方法[J].*电力系统自动化*, 2019, 43(18): 18-25.
- [12] 甲烷化装置操作规程(第四版): Q/KQG2QH001-2011[S]. 2011.
- [13] 高振,侯海龙,何洋,等.绝热甲烷化技术工艺设计及设备选型探讨[J].*天然气化工—C1化学与化工*, 2018, 43:70-73.
- [14] Mcdonagh S, O'Shea R, Wall D M, *et al.* Modelling of a power-to-gas system to predict the levelised cost of energy of an advanced renewable gaseous transport fuel[J]. *Applied Energy*, 2018, 215: 444-456.
- [15] 段青熙,袁铁江,梅生伟,等.风电-氢储能与煤化工多能耦合系统能量协调控制策略[J].*高电压技术*, 2018, 44(1): 176-186.

收稿日期:2019-12-10

修改稿日期:2020-01-14